

[Papel Membretado del Custodio]

**CARTA DE ACEPTACIÓN DEL CUSTODIO PARA PARTICIPAR EN LA OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICIÓN Y SUSCRIPCIÓN RECÍPROCA QUE REALIZA SEMPRA ENERGY (en adelante “Sempra Energy” o el “Oferente”)**

**Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer**

Dirección: Paseo de la Reforma 510, Piso 18,  
Col Juárez, 06600, Ciudad de México,  
México.

A la atención de: Mary Carmen Espinosa Osorio y Francisco Márquez Granillo  
Correo electrónico: rfi\_equity.group@bbva.com, mary.espinosa@bbva.com y franciscojavier.marquez.grani@bbva.com  
Teléfonos: (55) 5621 9662 y/o (55) 5621 0870

Estimados señores:

Hacemos referencia a la oferta pública de adquisición y suscripción recíproca (la “Oferta de Intercambio”) *de* (i) hasta 433,242,720 (cuatrocientas treinta y tres millones doscientas cuarenta y dos mil setecientas veinte) acciones ordinarias, nominativas, serie única, sin expresión de valor nominal de INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA NOVA, S.A.B. DE C.V. (“IEnova” o la “Emisora”) con clave de pizarra IENOVA que equivalen al 29.8% (veintinueve punto ocho por ciento) del total de las acciones en circulación de la Emisora, (las “Acciones Públicas de la Emisora” o las “Acciones Públicas de IENOVA”), *por* (ii) acciones comunes de Sempra Energy (las “Acciones de Intercambio”), que realiza el Oferente, la cual ha sido autorizada por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores mediante oficio número 153/10026434/2021.

Por medio de la presente y en nombre y por cuenta de los accionistas de la Emisora que mantienen una cuenta de intermediación con el suscrito o que de otro modo entregaron sus títulos de acciones físicos al suscrito para participar en la Oferta de Intercambio, acreditando dichos títulos de acciones en una cuenta de intermediación con el suscrito (conjuntamente, los “Accionistas de IEnova”), aceptamos todos y cada uno de los términos y condiciones de la Oferta de Intercambio, conforme a lo establecido en el Prospecto y Folleto Informativo de fecha 26 de abril de 2021 (el “Prospecto y Folleto Informativo”) y la declaración de registro en la Forma S-4 (Expediente No. 333-252030) presentado por Sempra Energy con la Comisión de Valores de los EE.UU.A. (*Securities and Exchange Commission*, “SEC”) y el prospecto incluido en la misma de fecha 26 de abril de 2021 (la “Declaración de Registro”):

<b>Número de Acciones Públicas de IEnova que aceptan la Oferta y adquirir Acciones de Intercambio de Sempra Energy:</b>	[Incluir acciones de IENOVA en número]
	[Incluir acciones de IENOVA en letra]

De conformidad con lo requerido en el Prospecto y Folleto Informativo, por medio de la presente en representación de nuestros clientes Accionistas de IEnova, hacemos constar que (i) hemos recibido instrucciones de éstos en virtud de las cuales ha quedado expresa la aceptación de dichos clientes de todos y cada uno de los términos y condiciones de la Oferta de Intercambio establecidos en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro; (ii) el Prospecto y Folleto Informativo se ha encontrado disponible en Internet en la dirección de la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. (“BMV”) desde el día 1 de diciembre de 2020 (según ha sido actualizado de tiempo en tiempo); y (iii) la Declaración de Registro ha estado disponible en Internet en la dirección de la SEC desde el 12 de enero de 2021 (según ha sido actualizada de tiempo en tiempo).

Asimismo, certificamos que (i) la totalidad de los Accionistas de IEnova respecto de los cuales se presenta esta Carta de Aceptación: (y) tienen el carácter de legítimos titulares de las Acciones Públicas de IEnova referidas en la presente, de conformidad con nuestros registros y listados internos a la fecha de la presente, y (z) cuentan con la capacidad jurídica para disponer de las mismas en los términos de la Oferta de Intercambio; y (ii) las Acciones Públicas de IEnova de las que son titulares dichos Accionistas de IEnova y que han entregado, conforme a la Oferta de Intercambio y lo establecido en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro, se encuentran libres de todos y cualesquiera gravámenes o cualesquier otras limitaciones de dominio.

Asimismo, se confirma mediante la presente que, a efecto de que las Acciones Públicas de IEnova referidas en la presente sean adquiridas por el Oferente en la Oferta de Intercambio, el suscrito realizará todas las medidas necesarias para traspasar dichas Acciones Públicas de IEnova libres de pago a la cuenta de Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer (el “Intermediario”) número 01-024-2907 (la “Cuenta Concentradora”) que el Intermediario mantiene en la S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V. (“Indeval”) en los términos establecidos en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro, a más tardar a las 2:00 p.m., hora de la Ciudad de México (3:00 p.m., hora de la ciudad de Nueva York) el 24 de mayo de 2021, que es la fecha de vencimiento de la Oferta de Intercambio. El Intermediario únicamente recibirá traspasos de Acciones Públicas de IEnova a través de Indeval y no recibirá ni aceptará cualesquiera títulos de acciones físicos de la Emisora que el suscrito presente al Intermediario para participar en la Oferta de Intercambio.

Asimismo, por medio de la presente Carta de Aceptación y a nombre de los Accionistas de IEnova, aceptamos que:

- I. Las Acciones Públicas de la Emisora que sean traspasadas a la Cuenta Concentradora después de las 2:00 p.m., hora de la Ciudad de México (3:00 p.m., hora de la ciudad de Nueva York) el 24 de mayo de 2021, que es la fecha de vencimiento de la Oferta de Intercambio (a menos que la Oferta de Intercambio se prorrogue según se describe en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro), no serán aceptadas y no participarán en la Oferta de Intercambio, por lo que serán devueltas a los Accionistas de IEnova respectivos, salvo que de otro modo lo dispense el Oferente según se describe más adelante y en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro.



- II. Las Acciones Públicas de la Emisora que participen del proceso de asignación de la Oferta de Intercambio serán liquidadas en términos de lo dispuesto en la Sección “1.28 *Procedimiento de Liquidación de la Oferta*” de la sección “1. *Características de la Oferta*” del Prospecto y Folleto Informativo y bajo el título “*The Exchange Offer – Exchange Offer Closing Procedure*” en la Declaración de Registro.
- III. El suscrito recibirá el 28 de mayo de 2021, que constituye la fecha de liquidación para la Oferta de Intercambio (salvo que la Oferta de Intercambio se prorrogue según se describe en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro), un número de Acciones de Intercambio de Sempra Energy que se calculará por el Intermediario: (i) aplicando el Factor de Intercambio descrito en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro por cada 1 (una) Acción Pública de IEnova que sea objeto de la presente Carta de Aceptación; en el entendido que, según se establece en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro, el Intermediario no entregará fracciones de Acciones de Intercambio de Sempra Energy al suscrito; y (ii) redondeando cualquier fracción de Acciones de Intercambio de Sempra Energy hacia el número entero inmediato inferior y entregando efectivo en sustitución de cualquier dicha fracción de acciones, según se establece en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro.
- IV. En caso de que el número de las Acciones de Intercambio a ser distribuidas al suscrito no corresponda a un número entero, el Intermediario deberá adjudicar al suscrito, en sustitución de las fracciones de Acciones de Intercambio que de otro modo le hubieren correspondido, un monto en efectivo en Dólares (moneda de curso legal de los Estados Unidos de América) igual al producto que se obtenga al multiplicar (i) las fracciones de las Acciones de Intercambio de Sempra Energy que correspondería distribuir al suscrito, por (ii) el promedio de los precios de cierre por acción de las acciones comunes de Sempra Energy en el New York Stock Exchange (según sea reportado por Bloomberg L.P.) en cada uno de los 10 (diez) Días de Cotización (según dicho término se define en el Prospecto y Folleto Informativo, y el término “Trading Days” se define en la Declaración de Registro) inmediatos anteriores a la fecha en que Sempra Energy deposite los recursos con el Intermediario, mediante transferencia electrónica de fondos en Dólares de los EE.UU.A, a la cuenta bancaria del suscrito señalada en el **Anexo Único** de la presente Carta de Aceptación, *en el entendido*, que el suscrito será responsable de la entrega de forma íntegra y puntual a los Accionistas de IEnova que sean sus clientes tanto de las Acciones de Intercambio como de la cantidad en efectivo que, en su caso, les correspondan, sin responsabilidad alguna para Sempra Energy ni para el Intermediario.
- V. Conforme a lo previsto en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro, el Oferente tiene el derecho de rechazar cualquier Carta de Aceptación, instrucción o entrega, que no se realice en forma debida o que por cualquier razón sea inválida, o podrá rehusarse a aceptar, a través del Intermediario, la Carta de Aceptación o la entrega de las Acciones Públicas de IEnova que, en su opinión o la de sus abogados, sea ilegal o incumpla con los requisitos señalados por el Oferente, y también tiene el derecho, a su entera discreción, de dispensar cualesquiera irregularidades. Además, el Oferente no aceptará para intercambio ni intercambiará cualesquiera Acciones Públicas de la Emisora

válidamente presentadas, y que no se hayan retirado de, la Oferta de Intercambio, a menos que cada una de las Condiciones de la Oferta, según dicho término se define y describe en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro (en este caso definido como “Offer Conditions”), sean satisfechas o dispensadas por Sempra Energy a su entera discreción previo al vencimiento de la Oferta de Intercambio.

Finalmente, conforme a lo establecido en el Prospecto y Folleto Informativo y en la Declaración de Registro, el suscrito en este acto declara y certifica, que todas las declaraciones contenidas en el último párrafo de la Sección “II. La Oferta – Características de la Oferta – 1.25 – Mecánica para Participar en la Oferta” del Prospecto y Folleto Informativo, y bajo el título “The Exchange Offer – Tender Participation Procedure” de la Declaración de Registro, son ciertas y correctas a la fecha de la presente.

Para que así conste, suscribimos al calce esta carta el día [•] de [•] de 2021.

<b>Nombre del Custodio:</b>	
<b>Nombre del Apoderado:</b>	
<b>Firma del Apoderado:</b>	

El suscrito certifica, en nombre del Custodio (según dicho término se define en el Prospecto y Folleto Informativo, y el término “Custodian” se define en la Declaración de Registro) que representa, que la información referente a sus clientes o a su posición propia es cierta, que conoce y acepta los términos de la Oferta de Intercambio, y que cuenta con las facultades legales otorgadas por el Custodio para representarlo, aceptar la Oferta de Intercambio y suscribir y aceptar los términos de esta Carta de Aceptación.

En este acto me comprometo a indemnizar y sacar en paz y a salvo a Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer y a Sempra Energy de cualquier obligación y responsabilidad en contra de Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer o Sempra Energy, respectivamente, en virtud de cualquiera de los actos que realice [incluir nombre del Custodio] en relación con la Oferta de Intercambio y la presente Carta de Aceptación, y me obligo a reembolsar dentro de los cinco (5) días posteriores a que le sea exigido por el indemnizado correspondiente cualquier gasto (incluyendo gastos razonables de abogados) en que haya incurrido en relación con cualquier procedimiento que se inicie en su contra en relación con la Oferta de Intercambio y la presente Carta de Aceptación.

### **Anexo Único de la Carta de Aceptación**

<b>Información del Custodio</b>	
Nombre completo del Custodio:	[•]
Cuenta de origen (cuenta en Indeval de donde se enviarán las Acciones Públicas de IEnova que aceptan la Oferta de Intercambio al Intermediario):	[•]
Cuenta de destino (cuenta en Indeval donde se depositarán las Acciones de Intercambio de Semptra Energy resultado de la participación a la liquidación de la Oferta de Intercambio):	[•]
Datos de la cuenta bancaria del Custodio en Dólares de los EE.UU.A. (para el pago en efectivo en sustitución de fracciones de Acciones de Intercambio):	Banco: [•] Domicilio del Banco: [•] Cuenta: [•] ABA: [•] SWIFT: [•] Beneficiario: [•]
Nombre y puesto de la persona a contactar:	[•]
Dirección:	[•]
Teléfono:	[•]
Email:	[•]

<b>Información sobre la persona responsable de la información contenida en esta Carta de Aceptación</b>	
Nombre del Apoderado:	
Puesto del Apoderado:	

Firma:	
Fecha:	



**SEMPRA ENERGY**  
**INDEX TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS**

**Reports of Independent Registered Public Accounting Firm**

F-2

<b>Consolidated Financial Statements:</b>	<b>Sempra Energy</b>	<b>San Diego Gas &amp; Electric Company</b>	<b>Southern California Gas Company</b>
Consolidated Statements of Operations for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018	F-10	F-18	F-24
Consolidated Statements of Comprehensive Income (Loss) for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018	F-11	F-19	F-25
Consolidated Balance Sheets at December 31, 2020 and 2019	F-12	F-20	F-26
Consolidated Statements of Cash Flows for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018	F-14	F-22	F-28
Consolidated Statements of Changes in Equity for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018	F-16	F-23	N/A
Statements of Changes in Shareholders' Equity for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018	N/A	N/A	F-29

**Notes to Consolidated Financial Statements**

Note 1. Significant Accounting Policies and Other Financial Data	F-31
Note 2. New Accounting Standards	F-54
Note 3. Revenues	F-56
Note 4. Regulatory Matters	F-62
Note 5. Acquisitions, Divestitures and Discontinued Operations	F-66
Note 6. Investments in Unconsolidated Entities	F-71
Note 7. Debt and Credit Facilities	F-78
Note 8. Income Taxes	F-84
Note 9. Employee Benefit Plans	F-91
Note 10. Share-Based Compensation	F-108
Note 11. Derivative Financial Instruments	F-111
Note 12. Fair Value Measurements	F-118
Note 13. Preferred Stock	F-125
Note 14. Sempra Energy – Shareholders' Equity and Earnings Per Common Share	F-129
Note 15. San Onofre Nuclear Generating Station	F-131
Note 16. Commitments and Contingencies	F-135
Note 17. Segment Information	F-153
Note 18. Quarterly Financial Data (Unaudited)	F-156

## REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM

*To the Shareholders and Board of Directors of Sempra Energy:*

### **Opinion on the Financial Statements**

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of Sempra Energy and subsidiaries ("Sempra Energy") as of December 31, 2020 and 2019, the related consolidated statements of operations, comprehensive income (loss), changes in equity, and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, the related notes, and the schedule listed in Item 15 (collectively referred to as the "financial statements"). In our opinion, the financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of Sempra Energy as of December 31, 2020 and 2019, and the results of its operations and its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, in conformity with accounting principles generally accepted in the United States of America ("U.S. GAAP").

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) ("PCAOB"), Sempra Energy's internal control over financial reporting as of December 31, 2020, based on criteria established in *Internal Control – Integrated Framework (2013)* issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, and our report dated February 25, 2021 expressed an unqualified opinion on Sempra Energy's internal control over financial reporting.

### **Basis for Opinion**

These financial statements are the responsibility of Sempra Energy's management. Our responsibility is to express an opinion on Sempra Energy's financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to Sempra Energy in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audits to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

### **Critical Audit Matters**

The critical audit matters communicated below are matters arising from the current-period audit of the financial statements that were communicated or required to be communicated to the audit committee and that (1) relate to accounts or disclosures that are material to the financial statements and (2) involved our especially challenging, subjective, or complex judgments. The communication of critical audit matters does not alter in any way our opinion on the financial statements, taken as a whole, and we are not, by communicating the critical audit matters below, providing separate opinions on the critical audit matters or on the accounts or disclosures to which they relate.

### ***Insurance Receivable and Legal Contingencies Related to Aliso Canyon Gas Leak - Refer to Note 16 of the Notes to Consolidated Financial Statements***

#### ***Critical Audit Matter Description***

Sempra Energy has an insurance receivable of \$445 million as of December 31, 2020 related to certain costs arising from the Aliso Canyon natural gas storage facility gas leak. Sempra Energy has determined that the insurance receivable is probable of

recovery based on the nature of the insurance claims, the costs incurred, and the coverage provided by applicable insurance policies.

Additionally, Sempra Energy is named in various lawsuits related to the gas leak and the liabilities could be material. Sempra Energy's accrual for civil litigation matters associated with the gas leak, inclusive of estimated legal costs, is included within its \$451 million Reserve for Aliso Canyon Costs as of December 31, 2020.

We identified the recoverability of the insurance receivable as a critical audit matter due to the management judgments required in assessing if, and to what degree, the coverage provided by applicable insurance policies would cover the types of costs included in the insurance claims submitted. Also, we identified the contingency accrual related to the civil litigation as a critical audit matter due to the management judgments required in assessing the probability and reasonable estimation of the potential liability related to the civil litigation. Auditing the probability of recovery of the insurance receivable and the contingency accrual related to the civil litigation required subjective auditor judgment and extensive audit effort.

#### *How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit*

Our audit procedures related to the probability of recovery of the insurance receivable for the costs related to the Aliso Canyon natural gas storage facility gas leak included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's internal controls over the costs included in the related insurance receivable and the evaluation of the recoverability of this insurance receivable.
- With the assistance of an insurance specialist, we evaluated management's judgments related to the determination of the recoverability of the insurance receivable by:
  - Evaluating the coverage provided by applicable insurance policies and evaluating the potential coverage available under such policies based on the nature of the underlying costs.
  - Evaluating the probability of recovery of the insurance receivable by obtaining correspondence between Sempra Energy and the applicable insurers.
  - Evaluating the probability of recovery of the insurance receivable through inquiries with management and with external legal counsel of Sempra Energy and we evaluated whether the information provided was consistent with our other procedures.
  - Searching external sources for and considering any contradictory evidence to Sempra Energy's accounting assessment of probability of recoverability of the insurance receivable.

Our audit procedures related to civil litigation matters included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's internal controls over (1) Sempra Energy's determination of whether a loss was probable and reasonably estimable and (2) the financial statement disclosures related to the gas leak.
- We evaluated management's judgments related to (1) whether a loss was probable and reasonably estimable and (2) whether additional losses are reasonably possible by inquiring of management and legal counsel of Sempra Energy regarding the amounts of probable and reasonably estimable losses.
- We read a settlement offer and external information for any evidence that might contradict management's assertions.
- We read legal letters from external and internal legal counsel of Sempra Energy regarding information from settlement discussions and we evaluated whether the information therein was consistent with the information obtained in our procedures.
- We evaluated whether Sempra Energy's disclosures were appropriate and consistent with the information obtained in our procedures.

#### ***Regulatory Accounting - Impact of Rate Regulation on the Financial Statements - Refer to Note 1 of the Notes to Consolidated Financial Statements***

##### *Critical Audit Matter Description*

Sempra Energy is subject to rate regulation by regulators and commissions in various jurisdictions (collectively, the "Commissions") that have jurisdiction with respect to the rates of electric and gas transmission and distribution companies in those jurisdictions. Management has determined it meets the requirements under U.S. GAAP to prepare its financial statements applying the specialized rules to account for the effects of cost-based rate regulation. Accounting for the economics of rate

regulation impacts multiple financial statement line items and disclosures, such as property, plant and equipment; regulatory assets and liabilities; operating revenues; operation and maintenance expense; depreciation expense; and taxes.

We identified the impact of rate regulation as a critical audit matter due to the significant judgments made by management to support its assertions about impacted account balances and disclosures and the high degree of subjectivity involved in assessing the impact of future regulatory orders on the financial statements. Management's judgments include assessing the likelihood of (1) the recovery in future rates of incurred costs and (2) potential refunds to customers. Auditing these judgments required specialized knowledge of accounting for rate regulation and the rate setting process due to its inherent complexities.

**COPY SIMPLE**



*How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit*

Our audit procedures related to the application of specialized rules to account for the effects of cost-based rate regulation and the uncertainty of future decisions by the Commissions included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's controls over the evaluation of the likelihood of (1) the recovery in future rates of costs deferred as regulatory assets, and (2) a refund or a future reduction in rates that should be reported as regulatory liabilities. We tested the effectiveness of management's controls over the initial recognition of amounts as regulatory assets or liabilities and the monitoring and evaluation of regulatory developments that may affect the likelihood of recovering costs in future rates or of a future reduction in rates.
- We read relevant regulatory orders issued by the Commissions for Sempra Energy and other publicly available information to assess the likelihood of recovery in future rates or of a future reduction in rates based on precedents of the Commissions' treatment of similar costs under similar circumstances. We evaluated the external information and compared to management's recorded regulatory asset and liability balances for completeness.
- We evaluated Sempra Energy's disclosures related to the impacts of rate regulation, including the balances recorded and regulatory developments.

**/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP**

San Diego, California

February 25, 2021

We have served as Sempra Energy's auditor since 1935.



*To the Shareholder and Board of Directors of San Diego Gas & Electric Company:*

### **Opinion on the Financial Statements**

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E") as of December 31, 2020 and 2019, the related consolidated statements of operations, comprehensive income (loss), changes in equity, and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, and the related notes (collectively referred to as the "financial statements"). In our opinion, the financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of SDG&E as of December 31, 2020 and 2019, and the results of its operations and its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, in conformity with accounting principles generally accepted in the United States of America ("U.S. GAAP").

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) ("PCAOB"), SDG&E's internal control over financial reporting as of December 31, 2020, based on criteria established in *Internal Control – Integrated Framework (2013)* issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, and our report dated February 25, 2021 expressed an unqualified opinion on SDG&E's internal control over financial reporting.

### **Basis for Opinion**

These financial statements are the responsibility of SDG&E's management. Our responsibility is to express an opinion on SDG&E's financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to SDG&E in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audits to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

### **Critical Audit Matter**

The critical audit matter communicated below is a matter arising from the current-period audit of the financial statements that was communicated or required to be communicated to the audit committee and that (1) relates to accounts or disclosures that are material to the financial statements and (2) involved our especially challenging, subjective, or complex judgments. The communication of a critical audit matter does not alter in any way our opinion on the financial statements, taken as a whole, and we are not, by communicating the critical audit matter below, providing a separate opinion on the critical audit matter or on the accounts or disclosures to which it relates.

### ***Regulatory Accounting - Impact of Rate Regulation on the Financial Statements - Refer to Note 1 of the Notes to Consolidated Financial Statements***

#### ***Critical Audit Matter Description***

SDG&E is subject to rate regulation by regulators and commissions in various jurisdictions (collectively, the "Commissions") that have jurisdiction with respect to the rates of electric and gas transmission and distribution companies in those jurisdictions. Management has determined it meets the requirements under U.S. GAAP to prepare its financial statements applying the specialized rules to account for the effects of cost-based rate regulation. Accounting for the economics of rate regulation impacts multiple financial statement line items and disclosures, such as property, plant and equipment; regulatory assets and liabilities; operating revenues; operation and maintenance expense; depreciation expense; and taxes.

We identified the impact of rate regulation as a critical audit matter due to the significant judgments made by management to support its assertions about impacted account balances and disclosures and the high degree of subjectivity involved in assessing the impact of future regulatory orders on the financial statements. Management's judgments include assessing the likelihood of (1) the recovery in future rates of incurred costs and (2) potential refunds to customers. Auditing these judgments required specialized knowledge of accounting for rate regulation and the rate setting process due to its inherent complexities.

*How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit*

Our audit procedures related to the application of specialized rules to account for the effects of cost-based rate regulation and the uncertainty of future decisions by the Commissions included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's controls over the evaluation of the likelihood of (1) the recovery in future rates of costs deferred as regulatory assets, and (2) a refund or a future reduction in rates that should be reported as regulatory liabilities. We tested the effectiveness of management's controls over the initial recognition of amounts as regulatory assets or liabilities and the monitoring and evaluation of regulatory developments that may affect the likelihood of recovering costs in future rates or of a future reduction in rates.
- We read relevant regulatory orders issued by the Commissions for SDG&E and other publicly available information to assess the likelihood of recovery in future rates or of a future reduction in rates based on precedents of the Commissions' treatment of similar costs under similar circumstances. We evaluated the external information and compared to management's recorded regulatory asset and liability balances for completeness.
- We evaluated SDG&E's disclosures related to the impacts of rate regulation, including the balances recorded and regulatory developments.

**COPY SIMPLE**

/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP

San Diego, California

February 25, 2021

We have served as SDG&E's auditor since 1935.



*To the Shareholders and Board of Directors of Southern California Gas Company:*

### **Opinion on the Financial Statements**

We have audited the accompanying balance sheets of Southern California Gas Company ("SoCalGas") as of December 31, 2020 and 2019, the related statements of operations, comprehensive income (loss), changes in shareholders' equity, and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, and the related notes (collectively referred to as the "financial statements"). In our opinion, the financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of SoCalGas as of December 31, 2020 and 2019, and the results of its operations and its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, in conformity with accounting principles generally accepted in the United States of America ("U.S. GAAP").

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) ("PCAOB"), SoCalGas' internal control over financial reporting as of December 31, 2020, based on criteria established in *Internal Control – Integrated Framework (2013)* issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, and our report dated February 25, 2021 expressed an unqualified opinion on SoCalGas' internal control over financial reporting.

### **Basis for Opinion**

These financial statements are the responsibility of SoCalGas' management. Our responsibility is to express an opinion on SoCalGas' financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to SoCalGas in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audits to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

### **Critical Audit Matters**

The critical audit matters communicated below are matters arising from the current-period audit of the financial statements that were communicated or required to be communicated to the audit committee and that (1) relate to accounts or disclosures that are material to the financial statements and (2) involved our especially challenging, subjective, or complex judgments. The communication of critical audit matters does not alter in any way our opinion on the financial statements, taken as a whole, and we are not, by communicating the critical audit matters below, providing separate opinions on the critical audit matters or on the accounts or disclosures to which they relate.

### ***Insurance Receivable and Legal Contingencies Related to Aliso Canyon Gas Leak - Refer to Note 16 of the Notes to Financial Statements***

#### ***Critical Audit Matter Description***

SoCalGas has an insurance receivable of \$445 million as of December 31, 2020 related to certain costs arising from the Aliso Canyon natural gas storage facility gas leak. SoCalGas has determined that the insurance receivable is probable of recovery based on the nature of the insurance claims, the costs incurred, and the coverage provided by applicable insurance policies.

Additionally, SoCalGas is named in various lawsuits related to the gas leak and the liabilities could be material. SoCalGas' accrual for civil litigation matters associated with the gas leak, inclusive of estimated legal costs, is included within its \$451 million Reserve for Aliso Canyon Costs as of December 31, 2020.



We identified the recoverability of the insurance receivable as a critical audit matter due to the management judgments required in assessing if, and to what degree, the coverage provided by applicable insurance policies would cover the types of costs included in the insurance claims submitted. Also, we identified the contingency accrual related to the civil litigation as a critical audit matter due to the management judgments required in assessing the probability and reasonable estimation of the potential liability related to the civil litigation. Auditing the probability of recovery of the insurance receivable and the contingency accrual related to the civil litigation required subjective auditor judgment and extensive audit effort.

*How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit*

Our audit procedures related to the probability of recovery of the insurance receivable for the costs related to the Aliso Canyon natural gas storage facility gas leak included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's internal controls over the costs included in the related insurance receivable and the evaluation of the recoverability of this insurance receivable.
- With the assistance of an insurance specialist, we evaluated management's judgments related to the determination of the recoverability of the insurance receivable by:
  - Evaluating the coverage provided by applicable insurance policies and evaluating the potential coverage available under such policies based on the nature of the underlying costs.
  - Evaluating the probability of recovery of the insurance receivable by obtaining correspondence between SoCalGas and the applicable insurers.
  - Evaluating the probability of recovery of the insurance receivable through inquiries with management and with external legal counsel of SoCalGas and we evaluated whether the information provided was consistent with our other procedures.
  - Searching external sources for and considering any contradictory evidence to SoCalGas' accounting assessment of probability of recoverability of the insurance receivable.

Our audit procedures related to civil litigation matters included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's internal controls over (1) SoCalGas' determination of whether a loss was probable and reasonably estimable and (2) the financial statement disclosures related to the gas leak.
- We evaluated management's judgments related to (1) whether a loss was probable and reasonably estimable and (2) whether additional losses are reasonably possible by inquiring of management and legal counsel of Sempra Energy and SoCalGas regarding the amounts of probable and reasonably estimable losses.
- We read a settlement offer and external information for any evidence that might contradict management's assertions.
- We read legal letters from external and internal legal counsel of Sempra Energy regarding information from settlement discussions and we evaluated whether the information therein was consistent with the information obtained in our procedures.
- We evaluated whether SoCalGas' disclosures were appropriate and consistent with the information obtained in our procedures.

***Regulatory Accounting - Impact of Rate Regulation on the Financial Statements - Refer to Note 1 of the Notes to Financial Statements***

*Critical Audit Matter Description*

SoCalGas is subject to rate regulation by regulators and commissions in various jurisdictions (collectively, the "Commissions") that have jurisdiction with respect to the rates of gas transmission and distribution companies in those jurisdictions. Management has determined it meets the requirements under U.S. GAAP to prepare its financial statements applying the specialized rules to account for the effects of cost-based rate regulation. Accounting for the economics of rate regulation impacts multiple financial statement line items and disclosures, such as property, plant and equipment; regulatory assets and liabilities; operating revenues; operation and maintenance expense; depreciation expense; and taxes.

We identified the impact of rate regulation as a critical audit matter due to the significant judgments made by management to support its assertions about impacted account balances and disclosures and the high degree of subjectivity involved in assessing the impact of future regulatory orders on the financial statements. Management's judgments include assessing the likelihood of (1) the recovery in future rates of incurred costs and (2) potential refunds to customers. Auditing these judgments required

specialized knowledge of accounting for rate regulation and the rate setting process due to its inherent complexities.

*How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit*

Our audit procedures related to the application of specialized rules to account for the effects of cost-based rate regulation and the uncertainty of future decisions by the Commissions included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's controls over the evaluation of the likelihood of (1) the recovery in future rates of costs deferred as regulatory assets, and (2) a refund or a future reduction in rates that should be reported as regulatory liabilities. We tested the effectiveness of management's controls over the initial recognition of amounts as regulatory assets or liabilities and the monitoring and evaluation of regulatory developments that may affect the likelihood of recovering costs in future rates or of a future reduction in rates.
- We read relevant regulatory orders issued by the Commissions for SoCalGas and other publicly available information to assess the likelihood of recovery in future rates or of a future reduction in rates based on precedents of the Commissions' treatment of similar costs under similar circumstances. We evaluated the external information and compared to management's recorded regulatory asset and liability balances for completeness.
- We evaluated SoCalGas' disclosures related to the impacts of rate regulation, including the balances recorded and regulatory developments.

/s/ **DELOITTE & TOUCHE LLP**

San Diego, California

February 25, 2021

**COPIA SIMPLE**

We have served as SoCalGas' auditor since 1937.

SEMPRA ENERGY

CONSOLIDATED STATEMENTS OF OPERATIONS

(Dollars in millions, except per share amounts; shares in thousands)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>REVENUES</b>			
Utilities	\$ 10,025	\$ 9,448	\$ 8,539
Energy-related businesses	1,345	1,381	1,563
Total revenues	11,370	10,829	10,102
<b>EXPENSES AND OTHER INCOME</b>			
Utilities:			
Cost of natural gas	(925)	(1,139)	(1,208)
Cost of electric fuel and purchased power	(1,187)	(1,188)	(1,358)
Energy-related businesses cost of sales	(276)	(344)	(357)
Operation and maintenance	(3,940)	(3,466)	(3,150)
Aliso Canyon litigation and regulatory matters	(307)	—	—
Depreciation and amortization	(1,666)	(1,569)	(1,491)
Franchise fees and other taxes	(543)	(496)	(472)
Impairment losses	(1)	(43)	(1,122)
(Loss) gain on sale of assets	(3)	63	513
Other (expense) income, net	(48)	77	58
Interest income	96	87	85
Interest expense	(1,081)	(1,077)	(886)
Income from continuing operations before income taxes and equity earnings	1,489	1,734	714
Income tax (expense) benefit	(249)	(315)	49
Equity earnings	1,015	580	175
Income from continuing operations, net of income tax	2,255	1,999	938
Income from discontinued operations, net of income tax	1,850	363	188
Net income	4,105	2,362	1,126
Earnings attributable to noncontrolling interests	(172)	(164)	(76)
Preferred dividends	(168)	(142)	(125)
Preferred dividends of subsidiary	(1)	(1)	(1)
Earnings attributable to common shares	\$ 3,764	\$ 2,055	\$ 924
<b>Basic EPS:</b>			
Earnings from continuing operations	\$ 6.61	\$ 6.22	\$ 2.86
Earnings from discontinued operations	\$ 6.32	\$ 1.18	\$ 0.59
Earnings	\$ 12.93	\$ 7.40	\$ 3.45
Weighted-average common shares outstanding	291,077	277,904	268,072
<b>Diluted EPS:</b>			
Earnings from continuing operations	\$ 6.58	\$ 6.13	\$ 2.84
Earnings from discontinued operations	\$ 6.30	\$ 1.16	\$ 0.58
Earnings	\$ 12.88	\$ 7.29	\$ 3.42
Weighted-average common shares outstanding	292,252	282,033	269,852

See Notes to Consolidated Financial Statements.

**SEMPRA ENERGY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31, 2020, 2019 and 2018				
	Sempra Energy shareholders' equity				Total
	Pretax amount	Income tax (expense) benefit	Net-of-tax amount	Noncontrolling interests (after tax)	
<b>2020:</b>					
Net income	\$ 5,368	\$ (1,435)	\$ 3,933	\$ 172	\$ 4,105
Other comprehensive income (loss):					
Foreign currency translation adjustments	547	—	547	(12)	535
Financial instruments	(146)	33	(113)	(12)	(125)
Pension and other postretirement benefits	11	1	12	—	12
Total other comprehensive income (loss)	412	34	446	(24)	422
Comprehensive income	5,780	(1,401)	4,379	148	4,527
Preferred dividends of subsidiary	(1)	—	(1)	—	(1)
Comprehensive income, after preferred dividends of subsidiary	\$ 5,779	\$ (1,401)	\$ 4,378	\$ 148	\$ 4,526
<b>2019:</b>					
Net income	\$ 2,585	\$ (387)	\$ 2,198	\$ 164	\$ 2,362
Other comprehensive income (loss):					
Foreign currency translation adjustments	(43)	—	(43)	3	(40)
Financial instruments	(161)	53	(108)	(10)	(118)
Pension and other postretirement benefits	25	(7)	18	—	18
Total other comprehensive loss	(179)	46	(133)	(7)	(140)
Comprehensive income	2,406	(341)	2,065	157	2,222
Preferred dividends of subsidiary	(1)	—	(1)	—	(1)
Comprehensive income, after preferred dividends of subsidiary	\$ 2,405	\$ (341)	\$ 2,064	\$ 157	\$ 2,221
<b>2018:</b>					
Net income	\$ 1,146	\$ (96)	\$ 1,050	\$ 76	\$ 1,126
Other comprehensive income (loss):					
Foreign currency translation adjustments	(144)	—	(144)	(11)	(155)
Financial instruments	64	(21)	43	13	56
Pension and other postretirement benefits	(38)	4	(34)	—	(34)
Total other comprehensive (loss) income	(118)	(17)	(135)	2	(133)
Comprehensive income	1,028	(113)	915	78	993
Preferred dividends of subsidiary	(1)	—	(1)	—	(1)
Comprehensive income, after preferred dividends of subsidiary	\$ 1,027	\$ (113)	\$ 914	\$ 78	\$ 992

See Notes to Consolidated Financial Statements.



**SEMPRA ENERGY**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEETS**  
*(Dollars in millions)*

	December 31,	
	2020	2019
<b>ASSETS</b>		
Current assets:		
Cash and cash equivalents	\$ 960	\$ 108
Restricted cash	22	31
Accounts receivable – trade, net	1,578	1,261
Accounts receivable – other, net	403	455
Due from unconsolidated affiliates	20	32
Income taxes receivable	113	112
Inventories	308	277
Regulatory assets	190	222
Greenhouse gas allowances	553	72
Assets held for sale in discontinued operations	—	445
Other current assets	364	324
Total current assets	4,511	3,339
Other assets:		
Restricted cash	3	3
Due from unconsolidated affiliates	780	742
Regulatory assets	1,822	1,930
Nuclear decommissioning trusts	1,019	1,082
Investment in Oncor Holdings	12,440	11,519
Other investments	1,388	2,103
Goodwill	1,602	1,602
Other intangible assets	202	213
Dedicated assets in support of certain benefit plans	512	488
Insurance receivable for Aliso Canyon costs	445	339
Deferred income taxes	136	155
Greenhouse gas allowances	101	470
Right-of-use assets – operating leases	543	591
Wildfire fund	363	392
Assets held for sale in discontinued operations	—	3,513
Other long-term assets	753	732
Total other assets	22,109	25,874
Property, plant and equipment:		
Property, plant and equipment	53,928	49,329
Less accumulated depreciation and amortization	(13,925)	(12,877)
Property, plant and equipment, net	40,003	36,452
<b>Total assets</b>	<b>\$ 66,623</b>	<b>\$ 65,665</b>

See Notes to Consolidated Financial Statements.

**SEMPRA ENERGY**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (CONTINUED)**  
*(Dollars in millions)*

	December 31,	
	2020	2019
<b>LIABILITIES AND EQUITY</b>		
Current liabilities:		
Short-term debt	\$ 885	\$ 3,505
Accounts payable – trade	1,359	1,234
Accounts payable – other	154	179
Due to unconsolidated affiliates	45	5
Dividends and interest payable	551	515
Accrued compensation and benefits	446	476
Regulatory liabilities	140	319
Current portion of long-term debt and finance leases	1,540	1,526
Reserve for Aliso Canyon costs	150	9
Greenhouse gas obligations	553	72
Liabilities held for sale in discontinued operations	—	444
Other current liabilities	1,016	866
Total current liabilities	6,839	9,150
Long-term debt and finance leases	21,781	20,785
Deferred credits and other liabilities:		
Due to unconsolidated affiliates	234	195
Pension and other postretirement benefit plan obligations, net of plan assets	1,059	1,087
Deferred income taxes	2,871	2,577
Regulatory liabilities	3,372	3,741
Reserve for Aliso Canyon costs	301	7
Asset retirement obligations	3,113	2,923
Greenhouse gas obligations	—	301
Liabilities held for sale in discontinued operations	—	1,052
Deferred credits and other	2,119	2,062
Total deferred credits and other liabilities	13,069	13,925
Commitments and contingencies (Note 16)		
Equity:		
Preferred stock (50 million shares authorized):		
Mandatory convertible preferred stock, series A (17.25 million shares outstanding)	1,693	1,693
Mandatory convertible preferred stock, series B (5.75 million shares outstanding)	565	565
Preferred stock, series C (0.9 million shares outstanding)	889	—
Common stock (750 million shares authorized; 288 million and 292 million shares outstanding at December 31, 2020 and 2019, respectively; no par value)	7,053	7,480
Retained earnings	13,673	11,130
Accumulated other comprehensive income (loss)	(500)	(939)
Total Sempra Energy shareholders' equity	23,373	19,929
Preferred stock of subsidiary	20	20
Other noncontrolling interests	1,541	1,856
Total equity	24,934	21,805
Total liabilities and equity	\$ 66,623	\$ 65,665

See Notes to Consolidated Financial Statements.

## SEMPRA ENERGY

### CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES</b>			
Net income	\$ 4,105	\$ 2,362	\$ 1,126
Less: Income from discontinued operations, net of income tax	(1,850)	(363)	(188)
Income from continuing operations, net of income tax	2,255	1,999	938
Adjustments to reconcile net income to net cash provided by operating activities:			
Depreciation and amortization	1,666	1,569	1,491
Deferred income taxes and investment tax credits	159	189	(242)
Impairment losses	1	43	1,122
Loss (gain) on sale of assets	3	(63)	(513)
Equity earnings	(1,015)	(580)	(175)
Foreign currency transaction losses (gains), net	25	(21)	6
Share-based compensation expense	71	75	83
Other	132	47	106
Net change in other working capital components:			
Accounts receivable	(315)	(91)	(145)
Income taxes receivable/payable, net	(94)	(166)	88
Inventories	(35)	(22)	32
Other current assets	38	(88)	(79)
Accounts payable	73	12	96
Regulatory balancing accounts	(231)	13	263
Reserve for Aliso Canyon costs	141	(144)	56
Other current liabilities	(127)	(99)	52
Intercompany activities with discontinued operations, net	—	378	70
Distributions from investments	651	247	202
Insurance receivable for Aliso Canyon costs	(106)	122	(43)
Wildfire fund, current and noncurrent	—	(323)	—
Reserve for Aliso Canyon costs, noncurrent	294	—	—
Changes in other noncurrent assets and liabilities, net	56	(399)	(188)
Net cash provided by continuing operations	3,642	2,698	3,220
Net cash (used in) provided by discontinued operations	(1,051)	390	296
<b>Net cash provided by operating activities</b>	<b>2,591</b>	<b>3,088</b>	<b>3,516</b>
<b>CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES</b>			
Expenditures for property, plant and equipment	(4,676)	(3,708)	(3,544)
Expenditures for investments and acquisitions	(652)	(1,797)	(10,168)
Proceeds from sale of assets	19	899	1,580
Distributions from investments	761	9	10
Purchases of nuclear decommissioning trust assets	(1,439)	(914)	(890)
Proceeds from sales of nuclear decommissioning trust assets	1,439	914	890
Advances to unconsolidated affiliates	(92)	(16)	(95)
Repayments of advances to unconsolidated affiliates	7	3	3
Intercompany activities with discontinued operations, net	—	8	(22)
Other	15	21	31
Net cash used in continuing operations	(4,618)	(4,581)	(12,205)
Net cash provided by (used in) discontinued operations	5,171	(12)	(265)
<b>Net cash provided by (used in) investing activities</b>	<b>553</b>	<b>(4,593)</b>	<b>(12,470)</b>

See Notes to Consolidated Financial Statements

**SEMPRA ENERGY**

**CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS (CONTINUED)**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES</b>			
Common dividends paid	(1,174)	(993)	(877)
Preferred dividends paid	(157)	(142)	(89)
Issuances of preferred stock, net	891	—	2,258
Issuances of common stock, net	11	1,830	2,272
Repurchases of common stock	(566)	(26)	(21)
Issuances of debt (maturities greater than 90 days)	6,051	4,296	8,927
Payments on debt (maturities greater than 90 days) and finance leases	(5,864)	(3,667)	(3,342)
(Decrease) increase in short-term debt, net	(1,759)	656	(84)
Advances from unconsolidated affiliates	64	155	—
Proceeds from sale of noncontrolling interests, net	26	5	90
Purchases of noncontrolling interests	(248)	(30)	(7)
Contributions from (distributions to) noncontrolling interests, net	1	98	(26)
Intercompany activities with discontinued operations, net	—	(266)	(109)
Other	(50)	(49)	(117)
Net cash (used in) provided by continuing operations	(2,774)	1,867	8,875
Net cash provided by (used in) discontinued operations	401	(392)	(25)
<b>Net cash (used in) provided by financing activities</b>	<b>(2,373)</b>	<b>1,475</b>	<b>8,850</b>
Effect of exchange rate changes in continuing operations	—	—	(2)
Effect of exchange rate changes in discontinued operations	(3)	1	(12)
Effect of exchange rate changes on cash, cash equivalents and restricted cash	(3)	1	(14)
Increase (decrease) in cash, cash equivalents and restricted cash, including discontinued operations	768	(29)	(118)
Cash, cash equivalents and restricted cash, including discontinued operations, January 1	217	246	364
Cash, cash equivalents and restricted cash, including discontinued operations, December 31	<b>\$ 985</b>	<b>\$ 217</b>	<b>\$ 246</b>
<b>SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF CASH FLOW INFORMATION</b>			
Interest payments, net of amounts capitalized	\$ 1,046	\$ 1,051	\$ 773
Income tax payments, including discontinued operations, net of refunds	1,385	360	174
<b>SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF NONCASH INVESTING AND FINANCING ACTIVITIES</b>			
Acquisitions:			
Assets acquired	\$ —	\$ —	\$ 9,670
Liabilities assumed	—	—	(102)
Cash paid	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 9,568</b>
Accrued interest receivable from unconsolidated affiliate	\$ —	\$ 55	\$ 62
Accrued capital expenditures	535	515	425
Accrued commercial paper proceeds	—	67	—
Increase in finance lease obligations for investment in property, plant and equipment	77	38	556
Increase in ARO for investment in PP&E	142	36	78
Equitization of long-term debt for deficit held by NCI	22	—	—
Contribution to Cameron LNG JV	50	—	—
Distribution from Cameron LNG JV	50	—	—
Preferred dividends declared but not paid	47	36	36
Common dividends issued in stock	22	55	54
Common dividends declared but not paid	301	283	245

See Notes to Consolidated Financial Statements



**SEMPRA ENERGY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY**  
*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31, 2020, 2019 and 2018						
	Preferred stock	Common stock	Retained earnings	Accumulated other comprehensive income (loss)	Sempra Energy shareholders' equity	Non-controlling interests	Total equity
Balance at December 31, 2017	\$ —	\$ 3,149	\$ 10,147	\$ (626)	\$ 12,670	\$ 2,470	\$ 15,140
Adoption of ASU 2017-12			2	(3)	(1)		(1)
Adjusted balance as of December 31, 2017	—	3,149	10,149	(629)	12,669	2,470	15,139
<b>Net income</b>			1,050		1,050	76	1,126
<b>Other comprehensive (loss) income</b>				(135)	(135)	2	(133)
Share-based compensation expense		83			83		83
Dividends declared:							
Series A preferred stock (\$6.10/share)			(105)		(105)		(105)
Series B preferred stock (\$3.41/share)			(20)		(20)		(20)
Common stock (\$3.58/share)			(969)		(969)		(969)
Preferred dividends of subsidiary			(1)		(1)		(1)
Issuance of series A preferred stock	1,693				1,693		1,693
Issuance of series B preferred stock	565				565		565
Issuances of common stock		2,326			2,326		2,326
Repurchases of common stock		(21)			(21)		(21)
Noncontrolling interest activities:							
Contributions						66	66
Distributions						(110)	(110)
Purchases		(1)			(1)	(7)	(8)
Sales, net of offering costs		4			4	86	90
Acquisition						13	13
Deconsolidations						(486)	(486)
Balance at December 31, 2018	2,258	5,540	10,104	(764)	17,138	2,110	19,248
Adoption of ASU 2016-02			17		17		17
Adoption of ASU 2018-02			40	(42)	(2)		(2)
Adjusted balance as of December 31, 2018	2,258	5,540	10,161	(806)	17,153	2,110	19,263
<b>Net income</b>			2,198		2,198	164	2,362
<b>Other comprehensive loss</b>				(133)	(133)	(7)	(140)
Share-based compensation expense		75			75		75
Dividends declared:							
Series A preferred stock (\$6.00/share)			(103)		(103)		(103)
Series B preferred stock (\$6.75/share)			(39)		(39)		(39)
Common stock (\$3.87/share)			(1,086)		(1,086)		(1,086)
Preferred dividends of subsidiary			(1)		(1)		(1)
Issuances of common stock		1,885			1,885		1,885
Repurchases of common stock		(26)			(26)		(26)
Noncontrolling interest activities:							
Contributions						175	175
Distributions		5			5	(103)	(98)
Purchases		(3)			(3)	(27)	(30)
Sale		4			4	1	5
Acquisition						3	3
Deconsolidations						(440)	(440)
Balance at December 31, 2019	2,258	7,480	11,130	(939)	19,929	1,876	21,805

See Notes to Consolidated Financial Statements.

**SEMPRA ENERGY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY (CONTINUED)**  
*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31, 2020, 2019 and 2018						
	Preferred stock	Common stock	Retained earnings	Accumulated other comprehensive income (loss)	Sempra Energy shareholders' equity	Non-controlling interests	Total equity
Balance at December 31, 2019	2,258	7,480	11,130	(939)	19,929	1,876	21,806
Adoption of ASU 2016-13			(7)		(7)	(2)	(9)
Adjusted balance as of December 31, 2019	2,258	7,480	11,123	(939)	19,922	1,874	21,796
<b>Net income</b>			3,933		3,933	172	4,106
<b>Other comprehensive income (loss)</b>				446	446	(24)	422
Share-based compensation expense		71			71		71
Dividends declared:							
Series A preferred stock (\$6.00/share)			(104)		(104)		(104)
Series B preferred stock (\$6.75/share)			(39)		(39)		(39)
Series C preferred stock (\$27.90/share)			(25)		(25)		(25)
Common stock (\$4.18/share)			(1,214)		(1,214)		(1,214)
Preferred dividends of subsidiary			(1)		(1)		(1)
Issuances of series C preferred stock	889				889		889
Issuances of common stock		33			33		33
Repurchases of common stock		(566)			(566)		(566)
Noncontrolling interest activities:							
Contributions						1	1
Distributions						(1)	(1)
Purchases		34		(7)	27	(275)	(248)
Sale		1			1	27	28
Acquisition						1	1
Equitization of long-term debt for deficit held by NCI						22	22
Deconsolidation						(236)	(236)
<b>Balance at December 31, 2020</b>	<b>\$ 3,147</b>	<b>\$ 7,053</b>	<b>\$ 13,673</b>	<b>\$ (500)</b>	<b>\$ 23,373</b>	<b>\$ 1,561</b>	<b>\$ 24,934</b>

See Notes to Consolidated Financial Statements.

COPY SIMPLE

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF OPERATIONS**  
*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Operating revenues			
Electric	\$ 4,619	\$ 4,267	\$ 4,003
Natural gas	694	658	565
Total operating revenues	5,313	4,925	4,568
Operating expenses			
Cost of electric fuel and purchased power	1,191	1,194	1,370
Cost of natural gas	162	176	152
Operation and maintenance	1,455	1,181	1,058
Depreciation and amortization	801	760	688
Franchise fees and other taxes	331	301	290
Total operating expenses	3,940	3,612	3,558
Operating income	1,373	1,313	1,010
Other income, net	52	39	56
Interest income	2	4	4
Interest expense	(413)	(411)	(221)
Income before income taxes	1,014	945	849
Income tax expense	(190)	(171)	(173)
Net income	824	774	676
Earnings attributable to noncontrolling interest	—	(7)	(7)
Earnings attributable to common shares	\$ 824	\$ 767	\$ 669

See Notes to Consolidated Financial Statements.

BTX

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)**  
*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31, 2020, 2019 and 2018				
	SDG&E shareholder's equity			Noncontrolling interest (after tax)	Total
	Pretax amount	Income tax (expense) benefit	Net-of-tax amount		
<b>2020:</b>					
Net income	\$ 1,014	\$ (190)	\$ 824	\$ —	\$ 824
Other comprehensive income (loss):					
Pension and other postretirement benefits	8	(2)	6	—	6
Total other comprehensive income	8	(2)	6	—	6
<b>Comprehensive income</b>	<b>\$ 1,022</b>	<b>\$ (192)</b>	<b>\$ 830</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 830</b>
<b>2019:</b>					
Net income	\$ 938	\$ (171)	\$ 767	\$ 7	\$ 774
Other comprehensive income (loss):					
Financial instruments	—	—	—	2	2
Pension and other postretirement benefits	(6)	2	(4)	—	(4)
Total other comprehensive (loss) income	(6)	2	(4)	2	(2)
<b>Comprehensive income</b>	<b>\$ 932</b>	<b>\$ (169)</b>	<b>\$ 763</b>	<b>\$ 9</b>	<b>\$ 772</b>
<b>2018:</b>					
Net income	\$ 842	\$ (173)	\$ 669	\$ 7	\$ 676
Other comprehensive income (loss):					
Financial instruments	—	—	—	8	8
Pension and other postretirement benefits	(2)	—	(2)	—	(2)
Total other comprehensive (loss) income	(2)	—	(2)	8	6
<b>Comprehensive income</b>	<b>\$ 840</b>	<b>\$ (173)</b>	<b>\$ 667</b>	<b>\$ 15</b>	<b>\$ 682</b>

See Notes to Consolidated Financial Statements.



**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEETS**  
*(Dollars in millions)*

	December 31,	
	2020	2019
<b>ASSETS</b>		
Current assets:		
Cash and cash equivalents	\$ 262	\$ 10
Accounts receivable – trade, net	573	398
Accounts receivable – other, net	143	119
Income taxes receivable, net	—	128
Inventories	104	94
Prepaid expenses	153	120
Regulatory assets	174	209
Fixed-price contracts and other derivatives	56	43
Greenhouse gas allowances	113	13
Other current assets	22	24
Total current assets	1,600	1,158
Other assets:		
Regulatory assets	534	440
Nuclear decommissioning trusts	1,019	1,082
Greenhouse gas allowances	83	189
Right-of-use assets – operating leases	102	130
Wildfire fund	363	392
Other long-term assets	189	202
Total other assets	2,290	2,435
Property, plant and equipment:		
Property, plant and equipment	24,436	22,504
Less accumulated depreciation and amortization	(6,015)	(5,537)
Property, plant and equipment, net	18,421	16,967
<b>Total assets</b>	<b>\$ 22,311</b>	<b>\$ 20,560</b>

See Notes to Consolidated Financial Statements.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (CONTINUED)**

(Dollars in millions)

**COPY SIMPLE**

	December 31,	
	2020	2019
<b>LIABILITIES AND EQUITY</b>		
<b>Current liabilities:</b>		
Short-term debt	\$ —	\$ 80
Accounts payable	553	496
Due to unconsolidated affiliates	64	53
Interest payable	46	43
Accrued compensation and benefits	135	138
Accrued franchise fees	56	53
Regulatory liabilities	61	76
Current portion of long-term debt and finance leases	611	56
Customer deposits	56	74
Greenhouse gas obligations	113	13
Asset retirement obligations	117	95
Other current liabilities	199	133
Total current liabilities	2,011	1,310
Long-term debt and finance leases	6,866	6,306
<b>Deferred credits and other liabilities:</b>		
Pension obligation, net of plan assets	92	153
Deferred income taxes	2,019	1,848
Deferred investment tax credits	13	14
Regulatory liabilities	2,195	2,319
Asset retirement obligations	759	771
Greenhouse gas obligations	—	62
Deferred credits and other	626	677
Total deferred credits and other liabilities	5,704	5,844
<b>Commitments and contingencies (Note 16)</b>		
<b>Shareholder's Equity:</b>		
Preferred stock (45 million shares authorized; none issued)	—	—
Common stock (255 million shares authorized; 117 million shares outstanding; no par value)	1,660	1,660
Retained earnings	6,080	5,456
Accumulated other comprehensive income (loss)	(10)	(16)
Total shareholder's equity	7,730	7,100
<b>Total liabilities and shareholder's equity</b>	<b>\$ 22,311</b>	<b>\$ 20,560</b>

See Notes to Consolidated Financial Statements.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS**

(Dollars in millions)

**COPY SIMPLE**

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES</b>			
Net income	\$ 824	\$ 774	\$ 676
Adjustments to reconcile net income to net cash provided by operating activities:			
Depreciation and amortization	801	760	688
Deferred income taxes and investment tax credits	35	105	39
Other	27	13	(17)
Net change in other working capital components:			
Accounts receivable	(134)	(15)	30
Due to/from affiliates, net	11	(8)	(2)
Income taxes receivable/payable, net	129	(126)	23
Inventories	(10)	4	3
Other current assets	4	(19)	(6)
Accounts payable	31	32	(1)
Regulatory balancing accounts	(71)	(101)	138
Other current liabilities	(100)	4	4
Wildfire fund, current and noncurrent	—	(323)	—
Changes in other noncurrent assets and liabilities, net	(158)	(10)	9
Net cash provided by operating activities	1,389	1,090	1,584
<b>CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES</b>			
Expenditures for property, plant and equipment	(1,942)	(1,522)	(1,542)
Decrease in cash from deconsolidation of Otay Mesa VIE	—	(8)	—
Purchases of nuclear decommissioning trust assets	(1,439)	(914)	(890)
Proceeds from sales of nuclear decommissioning trust assets	1,439	914	890
Other	8	8	—
Net cash used in investing activities	(1,934)	(1,522)	(1,542)
<b>CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES</b>			
Common dividends paid	(200)	—	(250)
Equity contribution from Semptra Energy	—	322	—
Issuances of debt (maturities greater than 90 days)	1,598	400	618
Payments on debt (maturities greater than 90 days) and finance leases	(510)	(274)	(492)
(Decrease) increase in short-term debt, net	(80)	(211)	38
Contributions from noncontrolling interest, net	—	172	57
Debt issuance costs	(11)	(4)	(5)
Net cash provided by (used in) financing activities	797	405	(34)
Increase (decrease) in cash, cash equivalents and restricted cash	252	(27)	8
Cash, cash equivalents and restricted cash, January 1	10	37	29
Cash, cash equivalents and restricted cash, December 31	\$ 262	\$ 10	\$ 37
<b>SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF CASH FLOW INFORMATION</b>			
Interest payments, net of amounts capitalized	\$ 404	\$ 405	\$ 214
Income tax payments, net of refunds	25	191	112
<b>SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF NONCASH INVESTING AND FINANCING ACTIVITIES</b>			
Accrued capital expenditures	\$ 199	\$ 174	\$ 159
Increase in finance lease obligations for investment in property, plant and equipment	30	16	550
Increase (decrease) in ARO for investment in PP&E	31	(1)	35

See Notes to Consolidated Financial Statements

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY**  
*(Dollars in millions)*

Years ended December 31, 2020, 2019 and 2018

	Common stock	Retained earnings	Accumulated other comprehensive income (loss)	SDG&E shareholder's equity	Noncontrolling interest	Total equity
Balance at December 31, 2017	\$ 1,338	\$ 4,268	\$ (8)	\$ 5,598	\$ 28	\$ 5,626
<b>Net income</b>		669		669	7	676
<b>Other comprehensive (loss) income</b>			(2)	(2)	8	6
Common stock dividends declared (\$2.14/share)		(250)		(250)		(250)
Noncontrolling interest activities:						
Contributions					65	65
Distributions					(8)	(8)
Balance at December 31, 2018	1,338	4,687	(10)	6,015	100	6,115
Adoption of ASU 2018-02		2	(2)	—		—
Adjusted balance at December 31, 2018	1,338	4,689	(12)	6,015	100	6,115
<b>Net income</b>		767		767	7	774
<b>Other comprehensive (loss) income</b>			(4)	(4)	2	(2)
Equity contribution from Sempra Energy	322			322		322
Noncontrolling interest activities:						
Contributions					175	175
Distributions					(3)	(3)
Deconsolidation					(281)	(281)
Balance at December 31, 2019	1,660	5,456	(16)	7,100	—	7,100
<b>Net income</b>		824		824	—	824
<b>Other comprehensive income</b>			6	6	—	6
Common stock dividends declared (\$1.72/share)		(200)		(200)		(200)
Balance at December 31, 2020	\$ 1,660	\$ 6,080	\$ (10)	\$ 7,730	\$ —	\$ 7,730

See Notes to Consolidated Financial Statements.

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**STATEMENTS OF OPERATIONS**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Operating revenues	\$ 4,748	\$ 4,525	\$ 3,962
Operating expenses			
Cost of natural gas	783	977	1,048
Operation and maintenance	2,029	1,780	1,613
Aliso Canyon litigation and regulatory matters	307	—	—
Depreciation and amortization	654	602	556
Franchise fees and other taxes	190	173	154
Impairment losses	—	37	—
Total operating expenses	3,963	3,569	3,371
Operating income	785	956	591
Other (expense) income, net	(28)	(55)	15
Interest income	2	2	2
Interest expense	(158)	(141)	(115)
Income before income taxes	601	762	493
Income tax expense	(96)	(120)	(92)
Net income	505	642	401
Preferred dividends	(1)	(1)	(1)
Earnings attributable to common shares	\$ 504	\$ 641	\$ 400

See Notes to Financial Statements.



**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)**

(Dollars in millions)

**COPY SIMPLE**

Years ended December 31, 2020, 2019 and 2018

	Pretax amount	Income tax (expense) benefit	Net-of-tax amount
<b>2020:</b>			
Net income	\$ 601	\$ (96)	\$ 505
Other comprehensive income (loss):			
Pension and other postretirement benefits	(12)	4	(8)
Total other comprehensive loss	(12)	4	(8)
<u>Comprehensive income</u>	<u>\$ 589</u>	<u>\$ (92)</u>	<u>\$ 497</u>
<b>2019:</b>			
Net income	\$ 762	\$ (120)	\$ 642
Other comprehensive income (loss):			
Financial instruments	1	—	1
Pension and other postretirement benefits	1	(1)	—
Total other comprehensive income	2	(1)	1
<u>Comprehensive income</u>	<u>\$ 764</u>	<u>\$ (121)</u>	<u>\$ 643</u>
<b>2018:</b>			
Net income	\$ 493	\$ (92)	\$ 401
Other comprehensive income (loss):			
Financial instruments	1	—	1
Total other comprehensive income	1	—	1
<u>Comprehensive income</u>	<u>\$ 494</u>	<u>\$ (92)</u>	<u>\$ 402</u>

See Notes to Financial Statements

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**

**BALANCE SHEETS**

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2020	2019
<b>ASSETS</b>		
Current assets:		
Cash and cash equivalents	\$ 4	\$ 10
Accounts receivable – trade, net	786	710
Accounts receivable – other, net	64	87
Due from unconsolidated affiliates	22	11
Income taxes receivable, net	—	161
Inventories	153	136
Regulatory assets	16	7
Greenhouse gas allowances	390	52
Other current assets	47	44
Total current assets	1,482	1,218
Other assets:		
Regulatory assets	1,208	1,407
Insurance receivable for Aliso Canyon costs	445	339
Greenhouse gas allowances	9	248
Right-of-use assets – operating leases	74	94
Other long-term assets	499	447
Total other assets	2,235	2,535
Property, plant and equipment:		
Property, plant and equipment	21,180	19,362
Less accumulated depreciation and amortization	(6,437)	(6,038)
Property, plant and equipment, net	14,743	13,324
<b>Total assets</b>	<b>\$ 18,460</b>	<b>\$ 17,077</b>

See Notes to Financial Statements.

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**BALANCE SHEETS (CONTINUED)**

(Dollars in millions)

**COPY SAMPLE**

	December 31,	
	2020	2019
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>		
Current liabilities:		
Short-term debt	\$ 113	\$ 630
Accounts payable – trade	600	545
Accounts payable – other	122	110
Due to unconsolidated affiliates	31	47
Accrued compensation and benefits	189	182
Regulatory liabilities	79	243
Current portion of long-term debt and finance leases	10	6
Customer deposits	48	71
Reserve for Aliso Canyon costs	150	9
Greenhouse gas obligations	390	52
Asset retirement obligations	59	65
Other current liabilities	291	222
Total current liabilities	2,082	2,182
Long-term debt and finance leases	4,763	3,788
Deferred credits and other liabilities:		
Pension obligation, net of plan assets	853	785
Deferred income taxes	1,406	1,403
Deferred investment tax credits	8	7
Regulatory liabilities	1,177	1,422
Reserve for Aliso Canyon costs	301	7
Asset retirement obligations	2,309	2,112
Greenhouse gas obligations	—	208
Deferred credits and other	417	415
Total deferred credits and other liabilities	6,471	6,359
Commitments and contingencies (Note 16)		
Shareholders' equity:		
Preferred stock (11 million shares authorized; 1 million shares outstanding)	22	22
Common stock (100 million shares authorized; 91 million shares outstanding; no par value)	866	866
Retained earnings	4,287	3,883
Accumulated other comprehensive income (loss)	(31)	(23)
Total shareholders' equity	5,144	4,748
<b>Total liabilities and shareholders' equity</b>	<b>\$ 18,460</b>	<b>\$ 17,077</b>

See Notes to Financial Statements.



**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**STATEMENTS OF CASH FLOWS**

(Dollars in millions)

**COPY SIMPLE**

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES</b>			
Net income	\$ 505	\$ 642	\$ 401
Adjustments to reconcile net income to net cash provided by operating activities:			
Depreciation and amortization	654	602	556
Deferred income taxes and investment tax credits	(112)	88	78
Impairment losses	—	37	—
Other	59	(5)	(7)
Net change in working capital components:			
Accounts receivable	(101)	(73)	(87)
Due to/from affiliates, net	(27)	(1)	(10)
Income taxes receivable/payable, net	189	(156)	14
Inventories	(19)	1	(2)
Other current assets	(12)	(9)	11
Accounts payable	64	(7)	71
Regulatory balancing accounts	(160)	114	125
Reserve for Aliso Canyon costs	141	(144)	56
Other current liabilities	(21)	(21)	(6)
Insurance receivable for Aliso Canyon costs	(106)	122	(43)
Reserve for Aliso Canyon costs, noncurrent	294	—	—
Changes in other noncurrent assets and liabilities, net	178	(322)	(144)
Net cash provided by operating activities	1,526	868	1,013
<b>CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES</b>			
Expenditures for property, plant and equipment	(1,843)	(1,439)	(1,538)
Other	—	1	7
Net cash used in investing activities	(1,843)	(1,438)	(1,531)
<b>CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES</b>			
Common dividends paid	(100)	(150)	(50)
Preferred dividends paid	(1)	(1)	(1)
Issuances of debt (maturities greater than 90 days)	949	349	949
Payments on debt (maturities greater than 90 days) and finance leases	(12)	(6)	(500)
(Decrease) increase in short-term debt, net	(517)	374	140
Debt issuance costs	(8)	(4)	(10)
Net cash provided by financing activities	311	562	528
(Decrease) increase in cash and cash equivalents	(6)	(8)	10
Cash and cash equivalents, January 1	10	18	8
Cash and cash equivalents, December 31	\$ 4	\$ 10	\$ 18
<b>SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF CASH FLOW INFORMATION</b>			
Interest payments, net of amounts capitalized	\$ 146	\$ 126	\$ 105
Income tax payments, net of refunds	19	188	—
<b>SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF NONCASH INVESTING AND FINANCING ACTIVITIES</b>			
Accrued capital expenditures	\$ 208	\$ 205	\$ 191
Increase in finance lease obligations for investment in property, plant and equipment	47	22	6
Increase in ARO for investment in PP&E	107	35	35

See Notes to Financial Statements

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**STATEMENTS OF CHANGES IN SHAREHOLDERS' EQUITY**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31, 2020, 2019 and 2018				
	Preferred stock	Common stock	Retained earnings	Accumulated other comprehensive income (loss)	Total shareholders' equity
Balance at December 31, 2017	\$ 22	\$ 866	\$ 3,040	\$ (21)	\$ 3,907
<b>Net income</b>			401		<b>401</b>
<b>Other comprehensive income</b>				1	<b>1</b>
Dividends declared:					
Preferred stock (\$1.50/share)			(1)		(1)
Common stock (\$0.55/share)			(50)		(50)
Balance at December 31, 2018	22	866	3,390	(20)	<b>4,258</b>
Adoption of ASU 2018-02			2	(4)	<b>(2)</b>
Adjusted balance as of December 31, 2018	22	866	3,392	(24)	<b>4,256</b>
<b>Net income</b>			642		<b>642</b>
<b>Other comprehensive income</b>				1	<b>1</b>
Dividends declared:					
Preferred stock (\$1.50/share)			(1)		(1)
Common stock (\$1.64/share)			(150)		(150)
Balance at December 31, 2019	22	866	3,883	(23)	<b>4,748</b>
<b>Net income</b>			505		<b>505</b>
<b>Other comprehensive loss</b>				(8)	<b>(8)</b>
Dividends declared:					
Preferred stock (\$1.50/share)			(1)		(1)
Common stock (\$1.10/share)			(100)		(100)
Balance at December 31, 2020	\$ 22	\$ 866	\$ 4,287	\$ (31)	\$ 5,144

See Notes to Financial Statements

**COPIA SIMPLE**

[THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK]

# SEMPRA ENERGY AND SUBSIDIARIES

## NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

### NOTE 1. SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES AND OTHER FINANCIAL DATA

#### PRINCIPLES OF CONSOLIDATION

##### *Sempra Energy*

Sempra Energy's Consolidated Financial Statements include the accounts of Sempra Energy, a California-based energy-services holding company, and its consolidated subsidiaries and VIEs. Sempra Global is the holding company for our subsidiaries that are not subject to California or Texas utility regulation. Sempra Energy's businesses were managed within six separate reportable segments until April 2019 and five separate reportable segments thereafter, which we discuss in Note 17. All references in these Notes to our reportable segments are not intended to refer to any legal entity with the same or similar name.

##### *SDG&E*

SDG&E's Consolidated Financial Statements include its accounts and the accounts of a VIE of which SDG&E was the primary beneficiary until August 23, 2019, at which time SDG&E deconsolidated the VIE, as we discuss below in "Variable Interest Entities." SDG&E's common stock is wholly owned by Enova, which is a wholly owned subsidiary of Sempra Energy.

##### *SoCalGas*

SoCalGas' common stock is wholly owned by PE, which is a wholly owned subsidiary of Sempra Energy.

In this report, we refer to SDG&E and SoCalGas collectively as the California Utilities.

#### BASIS OF PRESENTATION

This is a combined report of Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas. We provide separate information for SDG&E and SoCalGas as required. References in this report to "we," "our," "us" and "Sempra Energy Consolidated" are to Sempra Energy and its consolidated entities, unless otherwise indicated by the context. We have eliminated intercompany accounts and transactions within the consolidated financial statements of each reporting entity.

Throughout these Notes, we refer to the following as Consolidated Financial Statements and Notes to Consolidated Financial Statements when discussed together or collectively:

- the Consolidated Financial Statements and related Notes of Sempra Energy and its subsidiaries and VIEs;
- the Consolidated Financial Statements and related Notes of SDG&E and its VIE (until deconsolidation of the VIE in August 2019); and
- the Financial Statements and related Notes of SoCalGas.

##### *Use of Estimates in the Preparation of the Financial Statements*

We have prepared our Consolidated Financial Statements in conformity with U.S. GAAP. This requires us to make estimates and assumptions that affect the amounts reported in the financial statements and accompanying notes, including the disclosure of contingent assets and liabilities at the date of the financial statements. Although we believe the estimates and assumptions are reasonable, actual amounts ultimately may differ significantly from those estimates.

##### *Discontinued Operations*

In January 2019, our board of directors approved a plan to sell our South American businesses based on our strategic focus on North America. We determined that these businesses, which previously constituted the Sempra South American Utilities segment, and certain activities associated with these businesses, met the held-for-sale criteria. These businesses are presented as discontinued operations, which we discuss further in Note 5. We completed the sales in the second quarter of 2020. Our discussions in the Notes below relate only to our continuing operations unless otherwise noted.

**COPIA SIMPLE**

### ***Subsequent Events***

We evaluated events and transactions that occurred after December 31, 2020 through the date the financial statements were issued, and in the opinion of management, the accompanying statements reflect all adjustments and disclosures necessary for a fair presentation.

### **EFFECTS OF REGULATION**

The California Utilities' accounting policies and financial statements reflect the application of U.S. GAAP provisions governing rate-regulated operations and the policies of the CPUC and the FERC. Under these provisions, a regulated utility records regulatory assets, which are generally costs that would otherwise be charged to expense, if it is probable that, through the ratemaking process, the utility will recover those assets from customers. To the extent that recovery is no longer probable, the related regulatory assets are written off. Regulatory liabilities generally represent amounts collected from customers in advance of the actual expenditure by the utility. If the actual expenditures are less than amounts previously collected from ratepayers, the excess would be refunded to customers, generally by reducing future rates. Regulatory liabilities may also arise from other transactions such as unrealized gains on fixed price contracts and other derivatives or certain deferred income tax benefits that are passed through to customers in future rates. In addition, the California Utilities record regulatory liabilities when the CPUC or the FERC requires a refund to be made to customers or has required that a gain or other transaction of net allowable costs be given to customers over future periods.

Determining probability of recovery of regulatory assets requires significant judgment by management and may include, but is not limited to, consideration of:

- the nature of the event giving rise to the assessment
- existing statutes and regulatory code
- legal precedents
- regulatory principles and analogous regulatory actions
- testimony presented in regulatory hearings
- regulatory orders
- a commission-authorized mechanism established for the accumulation of costs
- status of applications for rehearings or state court appeals
- specific approval from a commission
- historical experience

Sempra Mexico's natural gas distribution utility, Ecogas, also applies U.S. GAAP for rate-regulated utilities to its operations, including the same evaluation of probability of recovery of regulatory assets described above.

We provide information concerning regulatory assets and liabilities in Note 4.

Our Sempra Texas Utilities segment is comprised of our equity method investments in Oncor Holdings, which, at December 31, 2020, owns an 80.25% interest in Oncor, and Sharyland Holdings, which owns 100% of Sharyland Utilities. Oncor and Sharyland Utilities are regulated electric transmission and distribution utilities in Texas and their rates are regulated by the PUCT and certain cities and are subject to regulatory rate-setting processes and annual earnings oversight. Oncor and Sharyland Utilities prepare their financial statements in accordance with the provisions of U.S. GAAP governing rate-regulated operations.

Our Sempra Mexico segment includes the operating companies of our subsidiary, IEnova, as well as certain holding companies and risk management activity. Certain business activities at IEnova are regulated by the CRE and meet the regulatory accounting requirements of U.S. GAAP. Pipeline projects currently under construction at IEnova that meet the regulatory accounting requirements of U.S. GAAP record the impact of AFUDC related to equity. We discuss AFUDC below in "Property, Plant and Equipment."



## FAIR VALUE MEASUREMENTS

We measure certain assets and liabilities at fair value on a recurring basis, primarily NDT and benefit plan trust assets and derivatives. We also measure certain assets at fair value on a non-recurring basis in certain circumstances.

A fair value measurement reflects the assumptions market participants would use in pricing an asset or liability based on the best available information. These assumptions include the risk inherent in a particular valuation technique (such as a pricing model) and the risks inherent in the inputs to the model. Also, we consider an issuer's credit standing when measuring its liabilities at fair value.

We establish a fair value hierarchy that prioritizes the inputs used to measure fair value. The hierarchy gives the highest priority to unadjusted quoted prices in active markets for identical assets or liabilities (Level 1 measurement) and the lowest priority to unobservable inputs (Level 3 measurement). The three levels of the fair value hierarchy are as follows:

*Level 1* – Pricing inputs are unadjusted quoted prices available in active markets for identical assets or liabilities as of the reporting date. Active markets are those in which transactions for the asset or liability occur in sufficient frequency and volume to provide pricing information on an ongoing basis. Our Level 1 financial instruments primarily consist of listed equities and U.S. government treasury securities, primarily in the NDT and benefit plan trusts, and exchange-traded derivatives.

*Level 2* – Pricing inputs are other than quoted prices in active markets included in Level 1, which are either directly or indirectly observable as of the reporting date. Level 2 includes those financial instruments that are valued using models or other valuation methodologies. These models are primarily industry-standard models that consider various assumptions, including:

- quoted forward prices for commodities
- time value
- current market and contractual prices for the underlying instruments
- volatility factors
- other relevant economic measures

Substantially all of these assumptions are observable in the marketplace throughout the full term of the instrument and can be derived from observable data or are supported by observable levels at which transactions are executed in the marketplace. Our financial instruments in this category include listed equities, domestic corporate bonds, municipal bonds and other foreign bonds, primarily in the NDT and benefit plan trusts, and non-exchange-traded derivatives such as interest rate instruments and over-the-counter forwards and options.

*Level 3* – Pricing inputs include significant inputs that are generally less observable from objective sources. These inputs may be used with internally developed methodologies that result in management's best estimate of fair value from the perspective of a market participant. Our Level 3 financial instruments consist of CRRs and fixed-price electricity positions at SDG&E and the Support Agreement at Sempra LNG.

## CASH, CASH EQUIVALENTS AND RESTRICTED CASH

Cash equivalents are highly liquid investments with original maturities of three months or less at the date of purchase.

Restricted cash includes funds primarily denominated in Mexican pesos to pay for rights-of-way, license fees, permits, topographic surveys and other costs pursuant to trust and debt agreements related to pipeline projects at Sempra Mexico.

The following table provides a reconciliation of cash, cash equivalents and restricted cash reported on the Consolidated Balance Sheets to the sum of such amounts reported on the Consolidated Statements of Cash Flows.

### RECONCILIATION OF CASH, CASH EQUIVALENTS AND RESTRICTED CASH

(Dollars in millions)

	At December 31,	
	2020	2019
Sempra Energy Consolidated:		

Cash and cash equivalents	\$	960	\$	108
Restricted cash, current		22		31
Restricted cash, noncurrent		3		3
Cash, cash equivalents and restricted cash in discontinued operations		—		75
<b>Total cash, cash equivalents and restricted cash on the Consolidated Statements of Cash Flows</b>	<b>\$</b>	<b>985</b>	<b>\$</b>	<b>217</b>

In the Sempra Energy Consolidated Statement of Cash Flows for the year ended December 31, 2020, the ending cash, cash equivalents and restricted cash balance in discontinued operations of \$4.6 billion is considered to be cash, cash equivalents and restricted cash for continuing operations following the sales of the South American businesses.

**COPIA SIMPLE**



**CREDIT LOSSES**

We are exposed to credit losses from financial assets measured at amortized cost, including trade and other accounts receivable and amounts due from unconsolidated affiliates. We are also exposed to credit losses from off-balance sheet arrangements through our guarantees of Cameron LNG JV's debt.

We regularly monitor and evaluate credit losses and record allowances for expected credit losses, if necessary, for trade and other accounts receivable using a combination of factors, including past-due status based on contractual terms, trends in write-offs, the age of the receivable, historical and industry trends, counterparty creditworthiness, economic conditions and specific events, such as bankruptcies. We write off financial assets measured at amortized cost in the period in which we determine they are not recoverable. We record recoveries of amounts previously written off when it is known that they will be recovered.

In connection with the COVID-19 pandemic, the California Utilities have implemented certain measures to assist customers, including suspending service disconnections due to nonpayment for residential and small business customers, waiving late payment fees for business customers, and offering flexible payment plans to customers experiencing difficulty paying their electric or gas bills. As we discuss in Note 4, the CPUC authorized each of the California Utilities to track and request recovery of incremental costs, including uncollectible expenses, associated with complying with residential and small business customer protection measures implemented by the CPUC related to the COVID-19 pandemic.

In June 2020, the CPUC issued a decision in a separate proceeding addressing service disconnections that, among other things, allows each of the California Utilities to establish a two-way balancing account to record the uncollectible expenses associated with residential customers' inability to pay their electric or gas bills. This decision also directs the California Utilities to establish an AMP that provides successfully participating, income-qualified residential customers with relief from outstanding utility bill amounts. Refer to Note 4 for further discussion.

The California Utilities have recorded increases in their allowances for expected credit losses as of December 31, 2020 primarily related to expected forgiveness of outstanding utility bill amounts, including increases due to the effect of the COVID-19 pandemic, for residential customers eligible under the AMP. Our businesses will continue to monitor macroeconomic factors and customer payment patterns when evaluating their allowances for credit losses in future reporting periods, which may increase significantly due to the effects of the COVID-19 pandemic or other factors.

We provide below allowances and changes in allowances for credit losses for trade and other accounts receivable, excluding allowances related to amounts due from unconsolidated affiliates and off-balance sheet arrangements, which we discuss separately below the table. The California Utilities record changes in the allowances for credit losses related to Accounts Receivable – Trade in regulatory accounts.

## TRADE AND OTHER ACCOUNTS RECEIVABLE – ALLOWANCES FOR CREDIT LOSSES

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Allowances for credit losses at January 1	\$ 29	\$ 21	\$ 25
Incremental allowance upon adoption of ASU 2016-13	1	—	—
Provisions for expected credit losses	124	22	10
Write-offs	(16)	(14)	(14)
<b>Allowances for credit losses at December 31<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 138</b>	<b>\$ 29</b>	<b>\$ 21</b>
<b>SDG&amp;E:</b>			
Allowances for credit losses at January 1	\$ 14	\$ 11	\$ 9
Provisions for expected credit losses	65	10	9
Write-offs	(10)	(7)	(7)
<b>Allowances for credit losses at December 31<sup>(2)</sup></b>	<b>\$ 69</b>	<b>\$ 14</b>	<b>\$ 11</b>
<b>SoCalGas:</b>			
Allowances for credit losses at January 1	\$ 15	\$ 10	\$ 16
Provisions for expected credit losses	59	12	1
Write-offs	(6)	(7)	(7)
<b>Allowances for credit losses at December 31<sup>(3)</sup></b>	<b>\$ 68</b>	<b>\$ 15</b>	<b>\$ 10</b>

(1) Balances at December 31, 2020 and 2019 include \$111 million and \$7 million, respectively, in Accounts Receivable – Trade, Net and \$27 million and \$22 million, respectively, in Accounts Receivable – Other, Net.

(2) Balances at December 31, 2020 and 2019 include \$55 million and \$4 million, respectively, in Accounts Receivable – Trade, Net and \$14 million and \$10 million, respectively, in Accounts Receivable – Other, Net.

(3) Balances at December 31, 2020 and 2019 include \$55 million and \$3 million, respectively, in Accounts Receivable – Trade, Net and \$13 million and \$12 million, respectively, in Accounts Receivable – Other, Net.

For amounts due from unconsolidated affiliates and off-balance sheet arrangements, on a quarterly basis, we evaluate credit losses and record allowances for expected credit losses, if necessary, based on credit quality indicators such as external credit ratings, published default rate studies, the maturity date of the instrument and past delinquencies. However, we do not record allowances for expected credit losses related to accrued interest receivable on loans due from unconsolidated affiliates because we write off such amounts, if any, through a reversal of interest income in the period we determine such amounts are uncollectible. In the absence of external credit ratings, we may utilize an internally developed credit rating based on our analysis of a counterparty's financial statements to determine our expected credit losses.

As we discuss below in "Transactions with Affiliates," we have loans due from unconsolidated affiliates with varying tenors, interest rates and currencies. We provide below the changes in allowances for credit losses for loans and other amounts due from unconsolidated affiliates.

## AMOUNTS DUE FROM UNCONSOLIDATED AFFILIATES – ALLOWANCES FOR CREDIT LOSSES

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated <sup>(1)</sup>
Allowances for credit losses at January 1, 2020	\$ —
Allowance established upon adoption of ASU 2016-13	6
Reduction to expected credit losses	(3)
<b>Allowances for credit losses at December 31, 2020</b>	<b>\$ 3</b>

(1) Balance at December 31, 2020 includes negligible amounts and \$3 million in Due from Unconsolidated Affiliates – Current and Due from Unconsolidated Affiliates – Noncurrent, respectively.

As we discuss in Note 6, Sempra Energy has provided guarantees for the benefit of Cameron LNG JV related to its debt obligations for a maximum aggregate amount of \$4.0 billion. We established a liability for credit losses of \$6 million for this off-balance sheet arrangement upon adoption of ASU 2016-13 on January 1, 2020 and we subsequently reduced this liability by

\$4 million in the year ended December 31, 2020 through a reduction to credit loss expense, which is included in O&M on the Sempra Energy Consolidated Statement of Operations. At December 31, 2020, expected credit losses of \$2 million are included in Other Current Liabilities on the Sempra Energy Consolidated Balance Sheet.

## CONCENTRATION OF CREDIT RISK

Credit risk is the risk of loss that would be incurred as a result of nonperformance by our counterparties on their contractual obligations. We have policies governing the management of credit risk that are administered by the respective credit departments at each of our segments and overseen by their separate risk management committees.

This oversight includes calculating current and potential credit risk on a regular basis and monitoring actual balances in comparison to approved limits. We establish credit limits based on risk and return considerations under terms customarily available in the industry. We avoid concentration of counterparties whenever possible, and we believe our credit policies significantly reduce overall credit risk. These policies include an evaluation of:

- prospective counterparties' financial condition (including credit ratings)
- collateral requirements
- the use of standardized agreements that allow for the netting of positive and negative exposures associated with a single counterparty
- downgrade triggers

We believe that we have provided adequate reserves for counterparty nonperformance in our allowances for credit losses.

When our development projects become operational, we rely significantly on the ability of suppliers to perform under long-term agreements and on our ability to enforce contract terms in the event of nonperformance. Also, the factors that we consider in evaluating a development project include negotiating customer and supplier agreements and, therefore, we rely on these agreements for future performance. We also may condition our decision to go forward on development projects on first obtaining these customer and supplier agreements.

## INVENTORIES

The California Utilities value natural gas inventory using the last-in first-out method. As inventories are sold, differences between the last-in first-out valuation and the estimated replacement cost are reflected in customer rates. These differences are generally temporary, but may become permanent if the natural gas inventory withdrawn from storage during the year is not replaced by year end. The California Utilities generally value materials and supplies at the lower of average cost or net realizable value.

Sempra Mexico and Sempra LNG value natural gas inventory and materials and supplies at the lower of average cost or net realizable value. Sempra Mexico and Sempra LNG value LNG inventory using the first-in first-out method.

The components of inventories are as follows:

### INVENTORY BALANCES AT DECEMBER 31

(Dollars in millions)

	Natural gas		LNG		Materials and supplies		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Sempra Energy Consolidated	\$ 118	\$ 110	\$ 7	\$ 9	\$ 183	\$ 158	\$ 308	\$ 277
SDG&E	—	1	—	—	104	93	104	94
SoCalGas	94	90	—	—	59	46	153	136

## WILDFIRE FUND

In July 2019, the Wildfire Legislation was signed into law. The Wildfire Legislation addresses certain issues related to catastrophic wildfires in the State of California and their impact on electric IOUs. Investor-owned gas distribution utilities such as



SoCalGas are not covered by this legislation. The issues addressed include wildfire mitigation, cost recovery standards and requirements, a wildfire fund, a cap on liability, and the establishment of a wildfire safety board.

The Wildfire Legislation provided that SDG&E would not recover the ROE on its first \$215 million of fire risk mitigation capital expenditures.

The Wildfire Legislation established a revised legal standard for the recovery of wildfire costs (Revised Prudent Manager Standard) and established a fund (the Wildfire Fund) designed to provide liquidity to SDG&E, PG&E and Edison to pay IOU wildfire-related claims in the event that the governmental agency responsible for determining causation determines the applicable IOU's equipment caused the ignition of a wildfire, primary insurance coverage is exceeded and certain other conditions are satisfied. A primary purpose of the Wildfire Fund is to pool resources provided by shareholders and ratepayers of the IOUs and make those resources available to reimburse the IOUs for third-party wildfire claims incurred after July 12, 2019, the effective date of the Wildfire Legislation, subject to certain limitations.

An IOU may seek payment from the Wildfire Fund for settled or adjudicated third-party damage claims arising from certain wildfires that exceed, in aggregate in a calendar year, the greater of \$1 billion or the IOU's required amount of insurance coverage as recommended by the Wildfire Fund's administrator. Wildfire claims approved by the Wildfire Fund's administrator will be paid by the Wildfire Fund to the IOU to the extent funds are available. These utilized funds will be subject to review by the CPUC, which will make a determination as to the degree an IOU's conduct related to an ignition of a wildfire was prudent or imprudent. The Revised Prudent Manager Standard requires that the CPUC apply clear standards when reviewing wildfire liability losses paid when determining the reasonableness of an IOU's conduct related to an ignition. Under this standard, the conduct under review related to the ignition may include factors within and beyond the IOU's control, including humidity, temperature and winds. Costs and expenses may be allocated for cost recovery in full or in part. Also, under this standard, an IOU's conduct will be deemed reasonable if a valid annual safety certification is in place at the time of the ignition, unless a serious doubt is raised, in which case the burden shifts to the utility to dispel that doubt. The IOUs will receive an annual safety certification from the CPUC if they meet various requirements.

If an IOU has maintained a valid annual safety certification, to the extent it is found to be imprudent, claims will be reimbursable by the IOU to the Wildfire Fund up to a cap based on the IOU's rate base. The aggregate requirement to reimburse the Wildfire Fund over a trailing three calendar year period is capped at 20% of the equity portion of an IOU's electric transmission and distribution rate base in the year of the prudency determination. Based on its 2020 rate base, the liability cap for SDG&E is approximately \$950 million, which is adjusted annually. The liability cap will apply on a rolling three-year basis so long as future annual safety certifications are received and the Wildfire Fund has not been terminated, which could occur if funds are exhausted. Amounts in excess of the liability cap and amounts that are determined to be prudently incurred do not need to be reimbursed by an IOU to the Wildfire Fund. The Wildfire Fund does not have a specified term and coverage will continue until the assets of the Wildfire Fund are exhausted and the Wildfire Fund is terminated, in which case, the remaining funds, if any, will be transferred to California's general fund to be used for fire risk mitigation programs.

In June 2020, the CPUC approved SDG&E's 2020 wildfire mitigation plan, which is effective until the CPUC approves a new plan. In addition, on September 14, 2020, SDG&E received its 2020 safety certification from the Wildfire Safety Division of the CPUC. The certificate is valid for 12 months from the issue date.

The Wildfire Fund has been initially funded up to \$10.5 billion by a loan from the State of California Surplus Money Investment Fund. The loan is financed through a DWR bond, which was put in place on October 1, 2020 and is securitized through a dedicated surcharge on ratepayers' bills attributable to the DWR. In October 2019, the CPUC adopted a decision authorizing a non-bypassable charge to be collected by the IOUs to support the anticipated DWR bond issuance authorized by AB 1054. The CPUC decision also determined that ratepayers of non-participating electrical corporations shall not pay the non-bypassable charge.

The Wildfire Fund has also been funded \$7.5 billion from initial shareholder contributions from the IOUs (SDG&E's share was \$322.5 million, PG&E's share was \$4.8 billion and Edison's share was \$2.4 billion). The IOUs are also required to make annual shareholder contributions to the Wildfire Fund with an aggregate value of \$3 billion over a 10-year period starting in 2019

(SDG&E's share is \$129 million, PG&E's share is \$1.9 billion and Edison's share is \$945 million). The contributions are not subject to rate recovery.

In a complaint filed in U.S. District Court for the Northern District of California in July 2019, plaintiffs seek to invalidate AB 1054 based on allegations that the legislation violates federal law. That court dismissed the complaint and the plaintiffs have petitioned the U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit to review the dismissal.

### ***Wildfire Fund Asset and Obligation***

In the third quarter of 2019, SDG&E recorded both a Wildfire Fund asset and a related obligation of \$451.5 million for its commitment to make shareholder contributions to the Wildfire Fund, measured at present value as of July 25, 2019 (the date by which both Edison and SDG&E opted to contribute to the Wildfire Fund). SDG&E paid its initial shareholder contribution of \$322.5 million to the Wildfire Fund in September 2019. SDG&E funded this contribution with proceeds from an equity contribution from Sempra Energy. Sempra Energy funded the equity contribution to SDG&E with proceeds from settling forward sale agreements through physical delivery of shares of Sempra Energy common stock in exchange for cash, which we discuss in Note 14. Edison paid its initial shareholder contribution in September 2019 and PG&E paid its initial shareholder contribution in July 2020 after receiving bankruptcy court approval to participate in the Wildfire Fund. SDG&E expects to make annual shareholder contributions of \$12.9 million through December 31, 2028. SDG&E accretes the present value of the Wildfire Fund obligation until the liability is settled.

SDG&E is amortizing the Wildfire Fund asset on a straight-line basis over the estimated period of benefit, as adjusted for utilization by the IOUs. The estimated period of benefit of the Wildfire Fund asset is 15 years and is based on several assumptions, including, but not limited to:

- historical wildfire experience of each IOU in the State of California, including frequency and severity of the wildfires
- the value of property potentially damaged by wildfires
- the effectiveness of wildfire risk mitigation efforts by each IOU
- liability cap of each IOU
- IOU prudence determination levels
- FERC jurisdictional allocation levels
- insurance coverage levels

The use of different assumptions, or changes to the assumptions used, could have a significant impact on the estimated period of benefit of the Wildfire Fund asset. SDG&E periodically evaluates the estimated period of benefit of the Wildfire Fund asset based on actual experience and changes in these assumptions. SDG&E may recognize a reduction of its Wildfire Fund asset and record a charge against earnings in the period when there is a reduction of the available coverage due to recoverable claims from any of the participating IOUs. Wildfire claims that are recoverable from the Wildfire Fund, net of anticipated or actual reimbursement to the Wildfire Fund by the responsible IOU, would decrease the Wildfire Fund asset and remaining available coverage. Although California experienced some of the largest wildfires in its history in 2020 (measured by acres burned), including fires in each participating IOU's service territory, SDG&E is not aware of any claims made by any participating IOU requiring a reduction of the Wildfire Fund asset as of December 31, 2020.

The following table summarizes the location of balances related to the Wildfire Fund on Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Balance Sheets and Consolidated Statements of Operations.



## WILDFIRE FUND

(Dollars in millions)

		December 31,	
	Location	2020	2019
<b>Wildfire Fund asset:</b>			
Current	Other Current Assets <sup>(1)</sup>	\$ 29	\$ 29
Noncurrent	Wildfire Fund	363	392
<b>Wildfire Fund obligation:</b>			
Current	Other Current Liabilities	\$ 13	\$ 13
Noncurrent	Deferred Credits and Other	75	86
		Years ended December 31,	
		2020	2019
Amortization of Wildfire Fund asset	Operation and Maintenance	\$ 29	\$ 12
Accretion of Wildfire Fund obligation	Operation and Maintenance	2	1

<sup>(1)</sup> Included in Prepaid Expenses for SDG&E.

## INCOME TAXES

Income tax expense includes current and deferred income taxes. We record deferred income taxes for temporary differences between the book and the tax basis of assets and liabilities. Investment tax credits from prior years are amortized to income by the California Utilities over the estimated service lives of the properties as required by the CPUC.

Under the regulatory accounting treatment required for flow-through temporary differences, the California Utilities and Sempra Mexico recognize:

- regulatory assets to offset deferred income tax liabilities if it is probable that the amounts will be recovered from customers; and
- regulatory liabilities to offset deferred income tax assets if it is probable that the amounts will be returned to customers.

When there are uncertainties related to potential income tax benefits, in order to qualify for recognition, the position we take has to have at least a more-likely-than-not chance of being sustained (based on the position's technical merits) upon challenge by the respective authorities. The term "more-likely-than-not" means a likelihood of more than 50%. Otherwise, we may not recognize any of the potential tax benefit associated with the position. We recognize a benefit for a tax position that meets the more-likely-than-not criterion at the largest amount of tax benefit that is greater than 50% likely of being realized upon its effective resolution.

Unrecognized income tax benefits involve management's judgment regarding the likelihood of the benefit being sustained. The final resolution of uncertain tax positions could result in adjustments to recorded amounts and may affect our ETR.

We accrue income tax to the extent we intend to repatriate cash to the U.S. from our continuing international operations. We currently do not record deferred income taxes for other basis differences between financial statement and income tax investment amounts in non-U.S. subsidiaries to the extent the related cumulative undistributed earnings are indefinitely reinvested. We recognize income tax expense for basis differences related to global intangible low-taxed income as a period cost if and when incurred.

We provide additional information about income taxes in Note 8.

## **GREENHOUSE GAS ALLOWANCES AND OBLIGATIONS**

The California Utilities, Sempra Mexico and Sempra LNG are required by AB 32 to acquire GHG allowances for every metric ton of carbon dioxide equivalent emitted into the atmosphere during electric generation and natural gas transportation. At the California Utilities, many GHG allowances are allocated to us on behalf of our customers at no cost. We record purchased and allocated GHG allowances at the lower of weighted-average cost or market. We measure the compliance obligation, which is based on emissions, at the carrying value of allowances held plus the fair value of additional allowances necessary to satisfy the obligation. The California Utilities balance costs and revenues associated with the GHG program through regulatory balancing accounts. Sempra Mexico and Sempra LNG record the cost of GHG obligations in cost of sales. We remove the assets and liabilities from the balance sheets as the allowances are surrendered.

## **RENEWABLE ENERGY CERTIFICATES**

RECs are energy rights established by governmental agencies for the environmental and social promotion of renewable electricity generation. A REC, and its associated attributes and benefits, can be sold separately from the underlying physical electricity associated with a renewable-based generation source in certain markets.

Retail sellers of electricity obtain RECs through renewable energy PPAs, internal generation or separate purchases in the market to comply with the RPS Program established by the governmental agencies. RECs provide documentation for the generation of a unit of renewable energy that is used to verify compliance with the RPS Program. The cost of RECs at SDG&E, which is recoverable in rates, is recorded in Cost of Electric Fuel and Purchased Power on the Consolidated Statements of Operations.

## **PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT**

PP&E is recorded at cost and primarily represents the buildings, equipment and other facilities used by the California Utilities to provide natural gas and electric utility services, and by the Sempra Global businesses in their operations, including construction work in progress. PP&E also includes lease improvements and other equipment at Parent and Other. Our plant costs include labor, materials and contract services and expenditures for replacement parts incurred during a major maintenance outage of a plant. In addition, the cost of utility plant at our rate-regulated businesses and PP&E under regulated projects that meet the regulatory accounting requirements of U.S. GAAP includes AFUDC. The cost of PP&E includes capitalized interest. Maintenance costs are expensed as incurred. The cost of most retired depreciable utility plant assets less salvage value is charged to accumulated depreciation.

We discuss assets collateralized as security for certain indebtedness in Note 7.

**PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT BY MAJOR FUNCTIONAL CATEGORY**

(Dollars in millions)

	December 31,		Depreciation rates for years ended		
	2020	2019	December 31,		
			2020	2019	2018
<b>SDG&amp;E:</b>					
Natural gas operations	\$ 2,805	\$ 2,534	2.51 %	2.47 %	2.44 %
Electric distribution	8,592	7,985	3.90	3.94	3.91
Electric transmission <sup>(1)</sup>	7,156	6,577	3.10	2.79	2.76
Electric generation	2,440	2,415	4.56	4.50	4.12
Other electric	1,743	1,492	6.92	6.61	6.43
Construction work in progress <sup>(1)</sup>	1,700	1,501	NA	NA	NA
Total SDG&E	24,436	22,504			
<b>SoCalGas:</b>					
Natural gas operations	19,961	18,370	3.63	3.60	3.60
Other non-utility	45	34	3.80	5.08	5.39
Construction work in progress	1,174	958	NA	NA	NA
Total SoCalGas	21,180	19,362			
<b>Other operating units and parent<sup>(2)</sup>:</b>			<b>Estimated useful lives</b>	<b>Weighted-average useful life</b>	
Land and land rights	283	278	16 to 50 years <sup>(3)</sup>	31	
Machinery and equipment:					
Generating plants	1,288	1,154	11 to 25 years	22	
LNG terminals	1,138	1,134	43 years	43	
Pipelines and storage	3,482	3,596	5 to 50 years	44	
Other	359	180	1 to 50 years	14	
Construction work in progress	1,514	895	NA	NA	
Other	248	226	4 to 50 years	23	
	8,312	7,463			
<b>Total Sempra Energy Consolidated</b>	<b>\$ 53,928</b>	<b>\$ 49,329</b>			

<sup>(1)</sup> At December 31, 2020, includes \$505 million in electric transmission assets and \$9 million in construction work in progress related to SDG&E's 88% interest in the Southwest Powerlink transmission line, jointly owned by SDG&E with other utilities. SDG&E, and each of the other owners, holds its undivided interest as a tenant in common in the property. Each owner is responsible for its share of the project and participates in decisions concerning operations and capital expenditures. SDG&E's share of operating expenses is included in Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Statements of Operations.

<sup>(2)</sup> Includes \$191 million and \$178 million at December 31, 2020 and 2019, respectively, of utility plant, primarily pipelines and other distribution assets at Ecogas.

<sup>(3)</sup> Estimated useful lives are for land rights.

Depreciation expense is computed using the straight-line method over the asset's estimated composite useful life, the CPUC-prescribed period for the California Utilities, or the remaining term of the site leases, whichever is shortest.

**DEPRECIATION EXPENSE**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Sempra Energy Consolidated	\$ 1,646	\$ 1,551	\$ 1,470
SDG&E	797	757	686
SoCalGas	649	598	553

## ACCUMULATED DEPRECIATION AND AMORTIZATION

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2020	2019
<b>SDG&amp;E:</b>		
Accumulated depreciation:		
Natural gas operations	\$ 870	\$ 832
Electric transmission, distribution and generation <sup>(1)</sup>	5,145	4,705
Total SDG&E	6,015	5,537
<b>SoCalGas:</b>		
Accumulated depreciation:		
Natural gas operations	6,422	6,023
Other non-utility	15	15
Total SoCalGas	6,437	6,038
<b>Other operating units and parent and other:</b>		
Accumulated depreciation – other <sup>(2)</sup>	1,473	1,302
<b>Total Sempra Energy Consolidated</b>	<b>\$ 13,925</b>	<b>\$ 12,877</b>

<sup>(1)</sup> Includes \$277 million at December 31, 2020 related to SDG&E's 88% interest in the Southwest Powerlink transmission line, jointly owned by SDG&E and other utilities.

<sup>(2)</sup> Includes \$51 million and \$49 million at December 31, 2020 and 2019, respectively, of accumulated depreciation for utility plant at Ecogas.

The California Utilities finance their construction projects with debt and equity funds. The CPUC and the FERC allow the recovery of the cost of these funds by the capitalization of AFUDC, calculated using rates authorized by the CPUC and the FERC, as a cost component of PP&E. The California Utilities earn a return on the capitalized AFUDC after the utility property is placed in service and recover the AFUDC from their customers over the expected useful lives of the assets.

Pipeline projects currently under construction by Sempra Mexico that are both subject to certain regulation and meet U.S. GAAP regulatory accounting requirements record the impact of AFUDC.

We capitalize interest costs incurred to finance capital projects and interest at equity method investments that have not commenced planned principal operations.

The table below summarizes capitalized interest and AFUDC.

## CAPITALIZED FINANCING COSTS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Sempra Energy Consolidated	\$ 202	\$ 183	\$ 193
SDG&E	104	75	82
SoCalGas	55	47	48

## GOODWILL AND OTHER INTANGIBLE ASSETS

### Goodwill

Goodwill is the excess of the purchase price over the fair value of the identifiable net assets of acquired companies measured at the time of acquisition. Goodwill is not amortized, but we test it for impairment annually on October 1 or whenever events or changes in circumstances necessitate an evaluation. If the carrying value of the reporting unit, including goodwill, exceeds its fair value, we record a goodwill impairment loss as the excess of a reporting unit's carrying amount over its fair value, not to exceed the carrying amount of goodwill.

For our annual goodwill impairment testing, under current U.S. GAAP guidance we have the option to first make a qualitative assessment of whether it is more-likely-than-not that the fair value of a reporting unit is less than its carrying amount before applying the quantitative goodwill impairment test. If we elect to perform the qualitative assessment, we evaluate relevant events



and circumstances, including but not limited to, macroeconomic conditions, industry and market considerations, cost factors, changes in key personnel and the overall financial performance of the reporting unit. If, after assessing these qualitative factors, we determine that it is more-likely-than-not that the fair value of a reporting unit is less than its carrying amount, then we perform the quantitative goodwill impairment test. If, after performing the quantitative goodwill impairment test, we determine that goodwill is impaired, we record the amount of goodwill impairment as the excess of a reporting unit's carrying amount over its fair value, not to exceed the carrying amount of goodwill.

Goodwill of \$1,602 million at December 31, 2020 and 2019 relates to the 2016 acquisitions of IEnova Pipelines and Ventika wind power generation facilities at Sempra Mexico.

### ***Other Intangible Assets***

Other Intangible Assets included on the Sempra Energy Consolidated Balance Sheets are as follows:

<b>OTHER INTANGIBLE ASSETS</b>			
<i>(Dollars in millions)</i>			
	Amortization period (years)	December 31,	
		2020	2019
Renewable energy transmission and consumption permit	19	\$ 154	\$ 154
O&M agreement	23	66	66
Other	10 years to indefinite	30	30
		<u>250</u>	<u>250</u>
Less accumulated amortization:			
Renewable energy transmission and consumption permit		(32)	(24)
O&M agreement		(9)	(6)
Other		(7)	(7)
		<u>(48)</u>	<u>(37)</u>
		<u>\$ 202</u>	<u>\$ 213</u>

Other Intangible Assets at December 31, 2020 primarily includes:

- a renewable energy transmission and consumption permit previously granted by the CRE that was acquired in connection with the acquisition of the Ventika wind power generation facilities; and
- a favorable O&M agreement acquired in connection with the acquisition of DEN.

Intangible assets subject to amortization are amortized over their estimated useful lives. Amortization expense for intangible assets in 2020, 2019 and 2018 was \$11 million, \$11 million and \$16 million, respectively. We estimate the amortization expense for the next five years to be \$12 million per year.

### **LONG-LIVED ASSETS**

We test long-lived assets for recoverability whenever events or changes in circumstances have occurred that may affect the recoverability or the estimated useful lives of long-lived assets. Long-lived assets include intangible assets subject to amortization, but do not include investments in unconsolidated entities. A long-lived asset may be impaired when the estimated future undiscounted cash flows are less than the carrying amount of the asset. If that comparison indicates that the asset's carrying value may not be recoverable, the impairment is measured based on the difference between the carrying amount and the fair value of the asset. This evaluation is performed at the lowest level for which separately identifiable cash flows exist.

### **VARIABLE INTEREST ENTITIES**



We consolidate a VIE if we are the primary beneficiary of the VIE. Our determination of whether we are the primary beneficiary is based on qualitative and quantitative analyses, which assess:

- the purpose and design of the VIE;
- the nature of the VIE's risks and the risks we absorb;
- the power to direct activities that most significantly impact the economic performance of the VIE; and
- the obligation to absorb losses or the right to receive benefits that could be significant to the VIE.

We will continue to evaluate our VIEs for any changes that may impact our determination of whether an entity is a VIE and if we are the primary beneficiary.

### ***SDG&E***

SDG&E's power procurement is subject to reliability requirements that may require SDG&E to enter into various PPAs that include variable interests. SDG&E evaluates the respective entities to determine if variable interests exist and, based on the qualitative and quantitative analyses described above, if SDG&E, and thereby Sempra Energy, is the primary beneficiary.

SDG&E has agreements under which it purchases power generated by facilities for which it supplies all of the natural gas to fuel the power plant (i.e., tolling agreements). SDG&E's obligation to absorb natural gas costs may be a significant variable interest. In addition, SDG&E has the power to direct the dispatch of electricity generated by these facilities. Based on our analysis, the ability to direct the dispatch of electricity may have the most significant impact on the economic performance of the entity owning the generating facility because of the associated exposure to the cost of natural gas, which fuels the plants, and the value of electricity produced. To the extent that SDG&E (1) is obligated to purchase and provide fuel to operate the facility, (2) has the power to direct the dispatch, and (3) purchases all of the output from the facility for a substantial portion of the facility's useful life, SDG&E may be the primary beneficiary of the entity owning the generating facility. SDG&E determines if it is the primary beneficiary in these cases based on a qualitative approach in which it considers the operational characteristics of the facility, including its expected power generation output relative to its capacity to generate and the financial structure of the entity, among other factors. If SDG&E determines that it is the primary beneficiary, SDG&E and Sempra Energy consolidate the entity that owns the facility as a VIE.

In addition to tolling agreements, other variable interests involve various elements of fuel and power costs, and other components of cash flows expected to be paid to or received by our counterparties. In most of these cases, the expectation of variability is not substantial, and SDG&E generally does not have the power to direct activities, including the operation and maintenance activities of the generating facility, that most significantly impact the economic performance of the other VIEs. If our ongoing evaluation of these VIEs were to conclude that SDG&E becomes the primary beneficiary and consolidation by SDG&E becomes necessary, the effects could be significant to the financial position and liquidity of SDG&E and Sempra Energy.

SDG&E determined that none of its PPAs and tolling agreements resulted in SDG&E being the primary beneficiary of a VIE at December 31, 2020 and 2019. PPAs and tolling agreements that relate to SDG&E's involvement with VIEs are primarily accounted for as finance leases. The carrying amounts of the assets and liabilities under these contracts are included in PP&E and finance lease liabilities with balances of \$1,237 million and \$1,255 million at December 31, 2020 and 2019, respectively. SDG&E recovers costs incurred on PPAs, tolling agreements and other variable interests through CPUC-approved long-term power procurement plans. SDG&E has no residual interest in the respective entities and has not provided or guaranteed any debt or equity support, liquidity arrangements, performance guarantees or other commitments associated with these contracts other than the purchase commitments described in Note 16. As a result, SDG&E's potential exposure to loss from its variable interest in these VIEs is not significant.

*Otay Mesa VIE*

Through October 3, 2019, SDG&E had a tolling agreement to purchase power generated at OMEC, a 605-MW generating facility owned by OMEC LLC, which is a VIE that we refer to as Otay Mesa VIE. SDG&E determined that it was the primary beneficiary of Otay Mesa VIE, and therefore, SDG&E and Sempra Energy consolidated Otay Mesa VIE. On August 23, 2019, SDG&E and OMEC LLC executed an amended resource adequacy capacity agreement that resulted in SDG&E and Sempra Energy deconsolidating Otay Mesa VIE. No gain or loss was recognized upon deconsolidation.

*Sempra Texas Utilities*

Our 100% interest in Oncor Holdings is a VIE that owns an 80.25% interest in Oncor. Sempra Energy is not the primary beneficiary of the VIE because of the structural and operational ring-fencing and governance measures in place that prevent us from having the power to direct the significant activities of Oncor Holdings. As a result, we do not consolidate Oncor Holdings and instead account for our ownership interest as an equity method investment. See Notes 5 and 6 for additional information about our equity method investment in Oncor Holdings and restrictions on our ability to influence its activities. Our maximum exposure to loss, which fluctuates over time, from our interest in Oncor Holdings does not exceed the carrying value of our investment, which was \$12,440 million and \$11,519 million at December 31, 2020 and 2019, respectively.

*Sempra Mexico*

Sempra Mexico's businesses also enter into arrangements that could include variable interests. We evaluate these arrangements and applicable entities based on the qualitative and quantitative analyses described above. Certain of these entities are service or project companies that are VIEs because the total equity at risk is not sufficient for the entities to finance their activities without additional subordinated financial support. As the primary beneficiary of these companies, we consolidate them. At December 31, 2019, Sempra Mexico consolidated such a VIE with assets totaling approximately \$126 million, which consisted primarily of PP&E and other long-term assets.

*Sempra LNG**Cameron LNG JV*

Cameron LNG JV is a VIE principally due to contractual provisions that transfer certain risks to customers. Sempra Energy is not the primary beneficiary of the VIE because we do not have the power to direct the most significant activities of Cameron LNG JV, including LNG production and operation and maintenance activities at the liquefaction facility. Therefore, we account for our investment in Cameron LNG JV under the equity method. The carrying value of our investment, including amounts recognized in AOCI related to interest-rate cash flow hedges at Cameron LNG JV, was \$433 million at December 31, 2020 and \$1,256 million at December 31, 2019. Our maximum exposure to loss, which fluctuates over time, includes the carrying value of our investment and guarantees that we discuss in Note 6.

*CFIN*

As we discuss in Note 6, in July 2020, Sempra Energy entered into a Support Agreement for the benefit of CFIN, which is a VIE. Since we do not have the power to direct the most significant activities of the VIE, we are not the primary beneficiary. The conditional obligations of the Support Agreement represent a variable interest that we measure at fair value on a recurring basis (see Note 12). Sempra Energy's maximum exposure to loss under the terms of the Support Agreement is \$979 million.

*ECA LNG Phase 1*

ECA LNG Phase 1 is a VIE because its total equity at risk is not sufficient to finance its activities without additional subordinated financial support. We expect that ECA LNG Phase 1 will require future capital contributions or other financial support to finance the construction of the facility. Sempra Energy is the primary beneficiary of the VIE because we have the power to direct the development activities related to the construction of the facility, which we consider to be the most significant activities of ECA LNG Phase 1 during the construction phase of the project. As a result, we consolidate ECA LNG Phase 1. At December 31, 2020, Sempra LNG consolidated \$207 million of assets, consisting primarily of PP&E, attributable to ECA LNG Phase 1 that could be used only to settle obligations of the VIE and that are not available to settle obligations of Sempra Energy and \$49 million of

liabilities, consisting primarily of accounts payable, attributable to ECA LNG Phase 1 for which creditors do not have recourse to the general credit of Sempra Energy. Additionally, as we discuss in Note 7, Sempra Energy, IEnova and TOTAL SE have provided guarantees for the loan facility based on their respective proportionate ownership interest in ECA LNG Phase 1.

## ASSET RETIREMENT OBLIGATIONS

For tangible long-lived assets, we record AROs for the present value of liabilities of future costs expected to be incurred when assets are retired from service, if the retirement process is legally required and if a reasonable estimate of fair value can be made. We also record a liability if a legal obligation to perform an asset retirement exists and can be reasonably estimated, but performance is conditional upon a future event. We record the estimated retirement cost over the life of the related asset by depreciating the asset retirement cost (measured as the present value of the obligation at the time the asset is placed into service), and accreting the obligation until the liability is settled. Our rate-regulated entities, including the California Utilities, record regulatory assets or liabilities as a result of the timing difference between the recognition of costs in accordance with U.S. GAAP and costs recovered through the rate-making process.

We have recorded AROs related to various assets, including:

### *SDG&E and SoCalGas*

- fuel and storage tanks
- natural gas transmission and distribution systems
- hazardous waste storage facilities
- asbestos-containing construction materials

### *SDG&E*

- nuclear power facilities
- electric transmission and distribution systems
- energy storage systems
- power generation plants

### *SoCalGas*

- underground natural gas storage facilities and wells

### *All Other Sempra Energy Businesses*

- natural gas transportation and distribution systems
- power generation plants
- LNG facility
- LPG terminal

The changes in AROs are as follows:

## CHANGES IN ASSET RETIREMENT OBLIGATIONS

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated		SDG&E		SoCalGas	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Balance as of January 1 <sup>(1)</sup>	\$ 3,083	\$ 2,972	\$ 866	\$ 874	\$ 2,177	\$ 2,063
Accretion expense	127	123	39	39	86	81
Liabilities incurred	2	2	—	—	—	—
Deconsolidation	—	(2)	—	(2)	—	—
Payments	(63)	(46)	(60)	(44)	(2)	(2)
Revisions	140	34	31	(1)	107	35
Balance at December 31 <sup>(1)</sup>	\$ 3,289	\$ 3,083	\$ 876	\$ 866	\$ 2,368	\$ 2,177

(1) Current portion of the ARO for Semptra Energy Consolidated is included in Other Current Liabilities on the Consolidated Balance Sheets.

## CONTINGENCIES

We accrue losses for the estimated impacts of various conditions, situations or circumstances involving uncertain outcomes. For loss contingencies, we accrue the loss if an event has occurred on or before the balance sheet date and:

- information available through the date we file our financial statements indicates it is probable that a loss has been incurred, given the likelihood of uncertain future events; and
- the amount of the loss can be reasonably estimated.

We do not accrue contingencies that might result in gains. We continuously assess contingencies for litigation claims, environmental remediation and other events.

## LEGAL FEES

Legal fees that are associated with a past event for which a liability has been recorded are accrued when it is probable that fees also will be incurred and amounts are estimable.

## COMPREHENSIVE INCOME

Comprehensive income includes all changes in the equity of a business enterprise (except those resulting from investments by owners and distributions to owners), including:

- foreign currency translation adjustments
- certain hedging activities
- changes in unamortized net actuarial gain or loss and prior service cost related to pension and other postretirement benefits plans
- unrealized gains or losses on available-for-sale securities

The Consolidated Statements of Comprehensive Income (Loss) show the changes in the components of OCI, including the amounts attributable to NCI. The following tables present the changes in AOCI by component and amounts reclassified out of AOCI to net income, excluding amounts attributable to NCI:



## CHANGES IN ACCUMULATED OTHER COMPREHENSIVE INCOME (LOSS) BY COMPONENT

(Dollars in millions)

	Foreign currency translation adjustments	Financial instruments	Pension and other postretirement benefits	Total accumulated other comprehensive income (loss)
<b>Sempra Energy Consolidated<sup>(2)</sup>:</b>				
<b>Balance as of December 31, 2017</b>	<b>\$ (420)</b>	<b>\$ (122)</b>	<b>\$ (84)</b>	<b>\$ (626)</b>
Adoption of ASU 2017-12	—	(3)	—	(3)
OCI before reclassifications	(144)	40	(52)	(156)
Amounts reclassified from AOCI	—	3	18	21
Net OCI	(144)	43	(34)	(135)
<b>Balance as of December 31, 2018</b>	<b>(564)</b>	<b>(82)</b>	<b>(118)</b>	<b>(764)</b>
Adoption of ASU 2018-02	—	(25)	(17)	(42)
OCI before reclassifications <sup>(3)</sup>	(43)	(116)	(18)	(177)
Amounts reclassified from AOCI <sup>(3)</sup>	—	8	36	44
Net OCI	(43)	(108)	18	(133)
<b>Balance as of December 31, 2019</b>	<b>(607)</b>	<b>(215)</b>	<b>(117)</b>	<b>(939)</b>
OCI before reclassifications <sup>(3)</sup>	(102)	(163)	(26)	(291)
Amounts reclassified from AOCI <sup>(3)</sup>	645	47	38	730
Net OCI <sup>(4)</sup>	543	(116)	12	439
<b>Balance as of December 31, 2020</b>	<b>\$ (64)</b>	<b>\$ (331)</b>	<b>\$ (105)</b>	<b>\$ (500)</b>
<b>SDG&amp;E:</b>				
<b>Balance as of December 31, 2017</b>			<b>\$ (8)</b>	<b>\$ (8)</b>
OCI before reclassifications			(6)	(6)
Amounts reclassified from AOCI			4	4
Net OCI			(2)	(2)
<b>Balance as of December 31, 2018</b>			<b>(10)</b>	<b>(10)</b>
Adoption of ASU 2018-02			(2)	(2)
OCI before reclassifications			(5)	(5)
Amounts reclassified from AOCI			1	1
Net OCI			(4)	(4)
<b>Balance as of December 31, 2019</b>			<b>(16)</b>	<b>(16)</b>
OCI before reclassifications <sup>(3)</sup>			(4)	(4)
Amounts reclassified from AOCI <sup>(3)</sup>			10	10
Net OCI			6	6
<b>Balance as of December 31, 2020</b>			<b>\$ (10)</b>	<b>\$ (10)</b>
<b>SoCalGas:</b>				
<b>Balance as of December 31, 2017</b>		<b>\$ (13)</b>	<b>\$ (8)</b>	<b>\$ (21)</b>
OCI before reclassifications		—	(1)	(1)
Amounts reclassified from AOCI		1	1	2
Net OCI		1	—	1
<b>Balance as of December 31, 2018</b>		<b>(12)</b>	<b>(8)</b>	<b>(20)</b>
Adoption of ASU 2018-02		(2)	(2)	(4)
OCI before reclassifications <sup>(3)</sup>		—	(4)	(4)
Amounts reclassified from AOCI <sup>(3)</sup>		1	4	5
Net OCI		1	—	1
<b>Balance as of December 31, 2019</b>		<b>(13)</b>	<b>(10)</b>	<b>(23)</b>
OCI before reclassifications <sup>(3)</sup>		—	(10)	(10)
Amounts reclassified from AOCI		—	2	2
Net OCI		—	(8)	(8)
<b>Balance as of December 31, 2020</b>		<b>\$ (13)</b>	<b>\$ (18)</b>	<b>\$ (31)</b>

(1) All amounts are net of income tax, if subject to tax, and exclude NCI.

(2) Includes discontinued operations.

(3) Pension and Other Postretirement Benefits and Total AOCI include \$6 million in transfers of liabilities from SDG&E to SoCalGas and \$3 million in transfers of liabilities from SDG&E to Sempra Energy in 2020 and \$4 million in transfers of liabilities from SoCalGas to Sempra Energy in 2019 related to the nonqualified pension plans.

(4) Total AOCI includes \$4 million of foreign currency translation adjustments and \$3 million of financial instruments associated with purchases of NCI, which we discuss below in "Other Noncontrolling Interests – Sempra Mexico," and which does not impact the Consolidated Statement of Comprehensive Income (Loss).



COPIA SIMPLE

COPIA

## RECLASSIFICATIONS OUT OF ACCUMULATED OTHER COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)

(Dollars in millions)

Details about accumulated other comprehensive income (loss) components	Amounts reclassified from accumulated other comprehensive income (loss)			Affected line item on Consolidated Statements of Operations
	Years ended December 31,			
	2020	2019	2018	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Foreign currency translation adjustments	\$ 645	\$ —	\$ —	Income from Discontinued Operations, Net of Income Tax
Financial instruments:				
Interest rate instruments	\$ —	\$ 10	\$ 9	(Loss) Gain on Sale of Assets
Interest rate instruments <sup>(1)</sup>	10	3	1	Interest Expense
Interest rate instruments	46	3	9	Equity Earnings
Foreign exchange instruments	(1)	2	(1)	Revenues: Energy-Related Businesses
Interest rate and foreign exchange instruments	1	—	(1)	Interest Expense
	11	(9)	(2)	Other (Expense) Income, Net
Foreign exchange instruments	—	2	(2)	Equity Earnings
Total before income tax	67	11	13	
	(19)	(2)	(4)	Income Tax (Expense) Benefit
Net of income tax	48	9	9	
	(1)	(1)	(6)	Earnings Attributable to Noncontrolling Interests
	\$ 47	\$ 8	\$ 3	
Pension and other postretirement benefits <sup>(2)</sup> :				
Amortization of actuarial loss	\$ 8	\$ 12	\$ 11	Other (Expense) Income, Net
				Income from Discontinued Operations, Net of Income Tax
Amortization of actuarial loss	6	1	1	
Amortization of prior service cost	4	3	2	Other (Expense) Income, Net
Settlement charges	22	28	12	Other (Expense) Income, Net
Total before income tax	40	44	26	
	(2)	—	—	Income from Discontinued Operations, Net of Income Tax
	(9)	(12)	(8)	Income Tax (Expense) Benefit
Net of income tax	\$ 29	\$ 32	\$ 18	
<b>Total reclassifications for the period, net of tax</b>	<b>\$ 721</b>	<b>\$ 40</b>	<b>\$ 21</b>	
<b>SDG&amp;E:</b>				
Financial instruments:				
Interest rate instruments <sup>(1)</sup>	\$ —	\$ 3	\$ 7	Interest Expense
	—	(3)	(7)	Earnings Attributable to Noncontrolling Interest
	\$ —	\$ —	\$ —	
Pension and other postretirement benefits <sup>(2)</sup> :				
Amortization of actuarial loss	\$ 1	\$ —	\$ 1	Other Income, Net
Amortization of prior service cost	1	1	—	Other Income, Net
Settlement charges	—	—	4	Other Income, Net
Total before income tax	2	1	5	
	(1)	—	(1)	Income Tax Expense
Net of income tax	\$ 1	\$ 1	\$ 4	
<b>Total reclassifications for the period, net of tax</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ 4</b>	
<b>SoCalGas:</b>				
Financial instruments:				
Interest rate instruments	\$ —	\$ 1	\$ 1	Interest Expense
Pension and other postretirement benefits <sup>(2)</sup> :				
Amortization of actuarial loss	\$ 1	\$ 1	\$ —	Other (Expense) Income, Net
Amortization of prior service cost	1	—	1	Other (Expense) Income, Net
Total before income tax	2	1	1	
	—	(1)	—	Income Tax Expense
Net of income tax	\$ 2	\$ —	\$ 1	
<b>Total reclassifications for the period, net of tax</b>	<b>\$ 2</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ 2</b>	

<sup>(1)</sup> Amounts in 2019 and 2018 include Otay Mesa VIE. All of SDG&E's interest rate derivative activity relates to Otay Mesa VIE.

<sup>(2)</sup> Amounts are included in the computation of net periodic benefit cost (see "Net Periodic Benefit Cost" in Note 9).

## NONCONTROLLING INTERESTS

Ownership interests in a consolidated entity that are held by unconsolidated owners are accounted for and reported as NCI.

### *SoCalGas Preferred Stock*

The preferred stock at SoCalGas is presented at Sempra Energy as NCI. Sempra Energy records charges against income related to NCI for preferred dividends declared by SoCalGas. We provide additional information regarding SoCalGas' preferred stock in Note 13.

### *Other Noncontrolling Interests*

#### *SDG&E*

As we discuss in "Variable Interest Entities" above, in August 2019, SDG&E and Sempra Energy deconsolidated Otay Mesa VIE after SDG&E determined that it was no longer the primary beneficiary of the VIE.

#### *Sempra Mexico*

On December 2, 2020, we announced a non-binding offer to acquire up to 100% of the publicly held shares of IEnova in exchange for shares of our common stock at an exchange ratio of 0.0313 shares of our common stock for each one IEnova ordinary share. This exchange ratio is non-binding and remains subject to approval by Sempra Energy's board of directors. We expect to complete this transaction in the second quarter of 2021, subject to authorization by the SEC, CNBV and Mexican Stock Exchange and other closing conditions.

In the first quarter of 2020, IEnova purchased additional shares in ICM Ventures Holdings B.V. for \$9 million, increasing its ownership interest from 53.7% to 82.5%. ICM Ventures Holdings B.V. owns certain permits and land where IEnova is building terminals for the receipt, storage and delivery of liquid fuels.

In 2020, IEnova repurchased 77,122,780 shares of its outstanding common stock held by NCI for approximately \$231 million, resulting in an increase in Sempra Energy's ownership interest in IEnova from 66.6% to 70.2%.

In 2019, IEnova repurchased 2,620,000 shares of its outstanding common stock held by NCI for approximately \$10 million, resulting in an increase in Sempra Energy's ownership interest in IEnova from 66.5% to 66.6%.

#### *Sempra LNG*

In December 2020, an affiliate of TOTAL SE acquired a 16.6% ownership interest in ECA LNG Phase 1, with Sempra LNG and IEnova each retaining a 41.7% ownership interest. Sempra LNG consolidates ECA LNG Phase 1 and Sempra Energy's NCI in IEnova's 41.7% ownership interest is reported at Sempra LNG.

In March 2020, Sempra LNG purchased for \$7 million the 24.6% minority interest in Liberty Gas Storage LLC, which owns 100% of LA Storage, LLC, increasing Sempra LNG's ownership in Liberty Gas Storage LLC to 100%. Prior to the purchase, the minority partner converted \$22 million in notes payable due from Sempra LNG to equity. As a result of the purchase, we recorded an increase in Sempra Energy's shareholders' equity of \$2 million for the difference between the carrying value and fair value related to the change in ownership.

In February 2019, Sempra LNG purchased for \$20 million the 9.1% minority interest in Bay Gas immediately prior to the sale of 100% of Bay Gas.

#### *Sempra Renewables*

As we discuss in Note 5, in April 2019, Sempra Renewables sold its remaining wind assets and investments, which included its wind tax equity arrangements. The remaining interest in PXiSE Energy Solutions, LLC was subsumed into Parent and other.

## Discontinued Operations

As we discuss in Note 5, we completed the sales of our equity interests in our Peruvian and Chilean businesses in the second quarter of 2020. The minority interests in Luz del Sur and Tecsur were deconsolidated upon sale of our Peruvian businesses in April 2020, and the minority interests in the Chilquinta Energía subsidiaries were deconsolidated upon sale of our Chilean businesses in June 2020.

The following table provides information about NCI held by others in subsidiaries or entities consolidated by us and recorded in Other Noncontrolling Interests in Total Equity on Sempra Energy's Consolidated Balance Sheets.

OTHER NONCONTROLLING INTERESTS					
(Dollars in millions)					
	Percent ownership held by noncontrolling interests		Equity (deficit) held by noncontrolling interests		
	December 31,		December 31,		
	2020	2019	2020	2019	
<b>Sempra Mexico:</b>					
IEnova	29.8 %	33.4 %	\$ 1,487	\$ 1,608	
IEnova subsidiaries <sup>(1)</sup>	17.5	10.0 - 46.3	7	15	
<b>Sempra LNG:</b>					
Liberty Gas Storage, LLC	—	24.6	—	(13)	
ECA LNG Phase 1	29.0	16.7	46	12	
<b>Parent and other:</b>					
PXISE Energy Solutions, LLC	20.0	20.0	1	1	
<b>Discontinued Operations:</b>					
Chilquinta Energía subsidiaries <sup>(1)</sup>	—	19.7 - 43.4	—	23	
Luz del Sur	—	16.4	—	205	
Tecsur	—	9.8	—	5	
<b>Total Sempra Energy</b>			<b>\$ 1,541</b>	<b>\$ 1,856</b>	

<sup>(1)</sup> IEnova and Chilquinta Energía have subsidiaries with NCI held by others. Percentage range reflects the highest and lowest ownership percentages among these subsidiaries.

## REVENUES

See Note 3 for a description of significant accounting policies for revenues.

## OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES

Operation and Maintenance includes O&M and general and administrative costs, consisting primarily of personnel costs, purchased materials and services, insurance, rent and litigation expense (except for litigation expense included in Aliso Canyon Litigation and Regulatory Matters).

## FOREIGN CURRENCY TRANSLATION AND TRANSACTIONS

Our natural gas distribution utility in Mexico, Ecogas, and the majority of our former operations in South America (until our sale of these operations in the second quarter of 2020) use their local currency as their functional currency. The assets and liabilities of their foreign operations are translated into U.S. dollars at current exchange rates at the end of the reporting period, and revenues and expenses are translated at average exchange rates for the year. The resulting noncash translation adjustments do not enter into the calculation of earnings or retained earnings, but are reflected in OCI and in AOCI.

Cash flows of these consolidated foreign subsidiaries are translated into U.S. dollars using average exchange rates for the period. We report the effect of exchange rate changes on cash balances held in foreign currencies in Effect of Exchange Rate Changes on Cash, Cash Equivalents and Restricted Cash on the Sempra Energy Consolidated Statements of Cash Flows.

Foreign currency transaction (losses) gains in a currency other than Sempra Mexico's functional currency were \$(25) million, \$21 million and \$(6) million for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018, respectively, and are included in Other Income,

Net, on the Sempra Energy Consolidated Statements of Operations. Foreign currency transaction gains (losses) in a currency other than the functional currencies of our operations in South America are included in discontinued operations.

**COPIA SIMPLE**

COPIA SIMPLE



## TRANSACTIONS WITH AFFILIATES

We summarize amounts due from and to unconsolidated affiliates at Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas in the following table.

### AMOUNTS DUE FROM (TO) UNCONSOLIDATED AFFILIATES

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Total due from various unconsolidated affiliates – current	\$ 20	\$ 32
<b>Sempra Mexico<sup>(1)</sup>:</b>		
ESJ – Note due December 31, 2022, net of negligible allowance for credit losses at December 31, 2020 <sup>(2)</sup>	\$ 85	\$ —
IMG JV – Note due March 15, 2022, net of allowance for credit losses of \$3 at December 31, 2020 <sup>(3)</sup>	695	742
Total due from unconsolidated affiliates – noncurrent	\$ 780	\$ 742
Sempra Mexico – TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. – Note due December 20, 2021 <sup>(1)(4)</sup>	\$ (41)	\$ —
Various affiliates	(4)	(5)
Total due to unconsolidated affiliates – current	\$ (45)	\$ (5)
<b>Sempra Mexico<sup>(1)</sup>:</b>		
TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.		
Note due December 20, 2021 <sup>(4)</sup>	\$ —	\$ (39)
5.5% Note due January 9, 2024 <sup>(5)</sup>	(68)	—
TAG JV – 5.74% Note due December 17, 2029 <sup>(5)</sup>	(166)	(156)
Total due to unconsolidated affiliates – noncurrent	\$ (234)	\$ (195)
<b>SDG&amp;E:</b>		
Sempra Energy	\$ (38)	\$ (37)
SoCalGas	(21)	(10)
Various affiliates	(5)	(6)
Total due to unconsolidated affiliates – current	\$ (64)	\$ (53)
Income taxes due from Sempra Energy <sup>(6)</sup>	\$ —	\$ 130
<b>SoCalGas:</b>		
SDG&E	\$ 21	\$ 10
Various affiliates	1	1
Total due from unconsolidated affiliates – current	\$ 22	\$ 11
Sempra Energy	\$ (31)	\$ (45)
Various affiliates	—	(2)
Total due to unconsolidated affiliates – current	\$ (31)	\$ (47)
Income taxes due (to) from Sempra Energy <sup>(6)</sup>	\$ (37)	\$ 152

<sup>(1)</sup> Amounts include principal balances plus accumulated interest outstanding.

<sup>(2)</sup> U.S. dollar-denominated loan at a variable interest rate based on 1-month LIBOR plus 196 bps (2.11% at December 31, 2020). At December 31, 2020, \$1 million of accrued interest receivable is included in Due from Unconsolidated Affiliates – Current.

<sup>(3)</sup> Mexican peso-denominated revolving line of credit for up to 14.2 billion Mexican pesos or approximately \$712 million U.S. dollar-equivalent, at a variable interest rate based on the 91-day Interbank Equilibrium Interest Rate plus 220 bps (6.66% at December 31, 2020), to finance construction of the natural gas marine pipeline. At December 31, 2020, \$2 million of accrued interest receivable is included in Due from Unconsolidated Affiliates – Current.

<sup>(4)</sup> U.S. dollar-denominated loan at a variable interest rate based on 6-month LIBOR plus 290 bps (3.16% at December 31, 2020).

<sup>(5)</sup> U.S. dollar-denominated loan at a fixed interest rate.

<sup>(6)</sup> SDG&E and SoCalGas are included in the consolidated income tax return of Sempra Energy and their respective income tax expense is computed as an amount equal to that which would result from each company having always filed a separate return.

The following table summarizes income statement information from unconsolidated affiliates.

#### INCOME STATEMENT IMPACT FROM UNCONSOLIDATED AFFILIATES

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated</b>			
Revenue	\$ 37	\$ 52	\$ 64
Cost of Sales	45	50	46
Interest Income	56	74	62
Interest Expense	14	2	2
<b>SDG&amp;E:</b>			
Revenue	\$ 6	\$ 6	\$ 5
Cost of Sales	79	74	73
<b>SoCalGas:</b>			
Revenue	\$ 88	\$ 69	\$ 64
Cost of Sales	—	8	—

#### *California Utilities*

Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas provide certain services to each other and are charged an allocable share of the cost of such services. Also, from time-to-time, SDG&E and SoCalGas may make short-term advances of surplus cash to Sempra Energy at interest rates based on the federal funds effective rate plus a margin of 13 to 20 bps, depending on the loan balance.

SoCalGas provides natural gas transportation and storage services for SDG&E and charges SDG&E for such services monthly. SoCalGas records revenues and SDG&E records a corresponding amount to cost of sales.

SDG&E and SoCalGas charge one another, as well as other Sempra Energy affiliates, for shared asset depreciation. SoCalGas and SDG&E record revenues and the affiliates record corresponding amounts to O&M.

The natural gas supply for SDG&E's and SoCalGas' core natural gas customers is purchased by SoCalGas as a combined procurement portfolio managed by SoCalGas. Core customers are primarily residential and small commercial and industrial customers. This core gas procurement function is considered a shared service; therefore, revenues and costs related to SDG&E are presented net in SoCalGas' Statements of Operations.

SDG&E has a 20-year contract for up to 155 MW of renewable power supplied from the ESJ wind power generation facility. ESJ is a 50% owned and unconsolidated JV of Sempra Mexico.

#### *Sempra Mexico*

Sempra Mexico, through its wholly owned subsidiaries, DEN and IEnova Pipelines, provides operating and maintenance services to TAG Pipelines Norte, S. de. R.L. de C.V., and also provides personnel under an administrative services arrangement to TAG Pipelines Norte, S. de. R.L. de C.V. and TAG JV.

#### *Sempra LNG*

Sempra LNG provides certain business services to Cameron LNG JV. Sempra LNG had an agreement to provide transportation services to Cameron LNG JV for capacity on the Cameron Interstate Pipeline through August 2020, when Cameron LNG JV achieved commercial operations of Train 3 of its Phase 1 project. Sempra Energy has provided guarantees to Cameron LNG JV and to CFIN, as we discuss in Note 6.

#### RESTRICTED NET ASSETS

#### *Sempra Energy Consolidated*

As we discuss below, the California Utilities and certain other Sempra Energy subsidiaries have restrictions on the amount of funds that can be transferred to Sempra Energy by dividend, advance or loan as a result of conditions imposed by various regulators. Additionally, certain other Sempra Energy subsidiaries are subject to various financial and other covenants and other restrictions contained in debt and credit agreements (described in Note 7) and in other agreements that limit the amount of funds that can be transferred to Sempra Energy. At December 31, 2020, Sempra Energy was in compliance with all covenants related to its debt agreements.

At December 31, 2020, the amount of restricted net assets of consolidated entities of Sempra Energy, including the California Utilities discussed below, that may not be distributed to Sempra Energy in the form of a loan or dividend is \$12.2 billion. Additionally, the amount of restricted net assets of our unconsolidated entities is \$12.6 billion. Although the restrictions cap the amount of funding that the various operating subsidiaries can provide to Sempra Energy, we do not believe these restrictions will have a significant impact on our ability to access cash to pay dividends and fund operating needs.

As we discuss in Note 6, \$1.1 billion of Sempra Energy's consolidated retained earnings represents undistributed earnings of equity method investments at December 31, 2020.

### ***California Utilities***

The CPUC's regulation of the California Utilities' capital structures limits the amounts available for dividends and loans to Sempra Energy. At December 31, 2020, Sempra Energy could have received combined loans and dividends of approximately \$717 million from SDG&E and approximately \$148 million from SoCalGas.

The payment and amount of future dividends by SDG&E and SoCalGas are at the discretion of their respective boards of directors. The following restrictions limit the amount of retained earnings that may be paid as common stock dividends or loaned to Sempra Energy from either utility:

- The CPUC requires that SDG&E's and SoCalGas' common equity ratios be no lower than one percentage point below the CPUC-authorized percentage of each entity's authorized capital structure. The authorized percentage at December 31, 2020 is 52% at both SDG&E and SoCalGas.
- SDG&E and SoCalGas each have a revolving credit line that requires it to maintain a ratio of consolidated indebtedness to consolidated capitalization (as defined in the agreements) of no more than 65%, as we discuss in Note 7.

Based on these restrictions, at December 31, 2020, SDG&E's restricted net assets were \$7.0 billion and SoCalGas' restricted net assets were \$5.0 billion, which could not be transferred to Sempra Energy.

### ***Sempra Texas Utilities***

Sempra Energy owns an indirect, 100% interest in Oncor Holdings, which owns an 80.25% interest in Oncor. As we discuss in Note 6, we account for our investment in Oncor Holdings under the equity method. Significant restrictions at Oncor that limit the amount that may be paid as dividends to Sempra Energy include:

- In connection with ring-fencing measures, governance mechanisms and commitments, Oncor may not pay any dividends or make any other distributions (except for contractual tax payments) if a majority of its independent directors or a minority member director determines that it is in the best interests of Oncor to retain such amounts to meet expected future requirements.
- Oncor must remain in compliance with its debt-to-equity ratio established by the PUCT for ratemaking purposes and may not pay dividends or other distributions (except for contractual tax payments) if that payment would cause it to exceed its PUCT authorized debt-to-equity ratio. Oncor's authorized regulatory capital structure is 57.5% debt to 42.5% equity at December 31, 2020.
- If the credit rating on Oncor's senior secured debt by any of the three major credit rating agencies falls below BBB (or the equivalent), Oncor will suspend dividends and other distributions (except for contractual tax payments), unless otherwise allowed by the PUCT. At December 31, 2020, all of Oncor's senior secured ratings were above BBB.
- Oncor's revolving credit line and certain of its other debt agreements require it to maintain a consolidated senior debt-to-capitalization ratio of no more than 65% and observe certain affirmative covenants. At December 31, 2020, Oncor was in compliance with these covenants.



Based on these restrictions, at December 31, 2020, Oncor's restricted net assets were \$11.9 billion, which could not be transferred to Sempra Energy.

Sempra Energy owns an indirect, 50% interest in Sharyland Holdings, which owns a 100% interest in Sharyland Utilities. Significant restrictions related to this equity method investment include:

- Sharyland Utilities may not pay dividends or make other distributions (except for contractual payments) without the consent of the JV partner.
- Sharyland Utilities must remain in compliance with the capital structure established by the PUCT for ratemaking purposes and may not pay dividends or other distributions (except for contractual tax payments) if that payment would cause its debt to exceed 55% of its capital structure.
- Sharyland Utilities has a revolving credit line and a term loan credit agreement that require it to maintain a consolidated debt-to-capitalization ratio of no more than 70% and observe certain customary reporting requirements and other affirmative covenants. At December 31, 2020, Sharyland Utilities was in compliance with these and all other covenants.

Based on these restrictions, at December 31, 2020, Sharyland Utilities' restricted net assets were \$114 million, which could not be transferred to its owners.

### ***Sempra Mexico***

Significant restrictions at Sempra Mexico include:

- Mexico requires domestic corporations to maintain minimum legal reserves as a percentage of capital stock, resulting in restricted net assets of \$185 million at Sempra Energy's consolidated Mexican subsidiaries at December 31, 2020.
- Wholly owned IEnova Pipelines has a long-term debt agreement that requires it to maintain a reserve account to pay the projects' debt. Under this restriction, net assets totaling \$12 million are restricted at December 31, 2020.
- Wholly owned Ventika has long-term debt agreements that require it to maintain reserve accounts to pay the projects' debt. The debt agreements may limit the project companies' ability to incur liens, incur additional indebtedness, make investments, pay cash dividends and undertake certain additional actions. Under these restrictions, net assets totaling \$9 million are restricted at December 31, 2020.
- ESJ, a 50% owned and unconsolidated JV of Sempra Mexico, has long-term debt agreements that require the establishment and funding of project and reserve accounts to which the proceeds of loans, letter of credit borrowings, project revenues and other amounts are deposited and applied in accordance with the debt agreements. The long-term debt agreements also limit the JV's ability to incur liens, incur additional indebtedness, make acquisitions and undertake certain actions. Under these restrictions, net assets totaling \$7 million are restricted at December 31, 2020.
- TAG JV, a 50% owned and unconsolidated JV of Sempra Mexico, has a long-term debt agreement that requires it to maintain a reserve account to pay the projects' debt. Under these restrictions, net assets totaling \$73 million are restricted at December 31, 2020.

### ***Sempra LNG***

Sempra LNG has an equity method investment in Cameron LNG JV, which has debt agreements that require the establishment and funding of project accounts to which the proceeds of loans, project revenues and other amounts are deposited and applied in accordance with the debt agreements. The debt agreements require the JV to maintain reserve accounts in order to pay the project debt service, and also contain restrictions related to the payment of dividends and other distributions to the members of the JV. We discuss Cameron LNG JV's debt agreements and the associated Sempra Energy guarantees in Note 6. Under these restrictions, net assets of Cameron LNG JV of approximately \$452 million are restricted at December 31, 2020.

## OTHER (EXPENSE) INCOME, NET

Other (Expense) Income, Net on the Consolidated Statements of Operations consists of the following:

### OTHER (EXPENSE) INCOME, NET

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Allowance for equity funds used during construction	\$ 128	\$ 94	\$ 98
Investment gains (losses) <sup>(1)</sup>	41	61	(6)
(Losses) gains on interest rate and foreign exchange instruments, net	(67)	34	7
Foreign currency transaction (losses) gains, net <sup>(2)</sup>	(25)	21	(6)
Non-service component of net periodic benefit cost	(102)	(132)	(35)
Fine related to Energy Efficiency Program Inquiry	(6)	—	—
Penalties related to billing practices OII	—	(8)	—
Interest on regulatory balancing accounts, net	14	14	2
Sundry, net	(31)	(7)	(2)
<b>Total</b>	<b>\$ (48)</b>	<b>\$ 77</b>	<b>\$ 58</b>
<b>SDG&amp;E:</b>			
Allowance for equity funds used during construction	\$ 79	\$ 56	\$ 61
Non-service component of net periodic benefit cost	(20)	(20)	(6)
Fine related to Energy Efficiency Program Inquiry	(6)	—	—
Interest on regulatory balancing accounts, net	9	13	4
Sundry, net	(10)	(10)	(3)
<b>Total</b>	<b>\$ 52</b>	<b>\$ 39</b>	<b>\$ 56</b>
<b>SoCalGas:</b>			
Allowance for equity funds used during construction	\$ 41	\$ 34	\$ 36
Non-service component of net periodic benefit cost	(54)	(72)	(10)
Penalties related to billing practices OII	—	(8)	—
Interest on regulatory balancing accounts, net	5	1	(2)
Sundry, net	(20)	(10)	(9)
<b>Total</b>	<b>\$ (28)</b>	<b>\$ (55)</b>	<b>\$ 15</b>

<sup>(1)</sup> Represents investment gains (losses) on dedicated assets in support of our executive retirement and deferred compensation plans. These amounts are offset by corresponding changes in compensation expense related to the plans, recorded in O&M on the Consolidated Statements of Operations.

<sup>(2)</sup> Includes losses of \$42 million in 2020, gains of \$30 million in 2019 and losses of \$3 million in 2018 from translation to U.S. dollars of a Mexican peso-denominated loan to IMG JV, which are offset by corresponding amounts included in Equity Earnings on the Consolidated Statements of Operations.

## NOTE 2. NEW ACCOUNTING STANDARDS

We describe below recent accounting pronouncements that have had or may have a significant effect on our financial condition, results of operations, cash flows or disclosures.

**ASU 2016-13, "Measurement of Credit Losses on Financial Instruments":** ASU 2016-13, as amended by subsequently issued ASUs, changes how entities measure credit losses for most financial assets and certain other instruments. The standard introduces an "expected credit loss" impairment model that requires immediate recognition of estimated credit losses expected to occur over the remaining life of most financial assets measured at amortized cost, including trade and other receivables, loan receivables and commitments and financial guarantees. ASU 2016-13 also requires use of an allowance to record estimated credit losses on available-for-sale debt securities and expands disclosure requirements regarding an entity's assumptions, models and methods for estimating the credit losses. We adopted the standard on January 1, 2020 using a modified retrospective approach through a cumulative-effect adjustment to retained earnings. The adoption primarily impacted the expected credit losses associated with accounts receivable balances, amounts due from unconsolidated affiliates and off-balance sheet financial guarantees. There was



an insignificant impact to SDG&E's and SoCalGas' balance sheets from adoption. The following table shows the initial (decreases) increases on Sempra Energy's balance sheet at January 1, 2020 from adoption of ASU 2016-13.

**COPIA SIMPLE**

# IMPACT FROM ADOPTION OF ASU 2016-13

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated
Accounts receivable – trade, net	\$ (1)
Due from unconsolidated affiliates – noncurrent	(6)
Deferred income tax assets	4
Other current liabilities	4
Deferred credits and other	2
Retained earnings	(7)
Other noncontrolling interests	(2)

**ASU 2017-04, “Simplifying the Test for Goodwill Impairment”:** ASU 2017-04 removes the second step of the goodwill impairment test, which requires a hypothetical purchase price allocation. An entity will be required to apply a one-step quantitative test and record the amount of goodwill impairment as the excess of a reporting unit’s carrying amount over its fair value, not to exceed the carrying amount of goodwill. We adopted ASU 2017-04 on January 1, 2020 and are applying the standard on a prospective basis to our goodwill impairment tests.

**ASU 2020-04, “Facilitation of the Effects of Reference Rate Reform on Financial Reporting”:** ASU 2020-04 provides optional expedients and exceptions for applying U.S. GAAP to contract modifications that replace LIBOR or another reference rate affected by reference rate reform and to hedging relationships that reference LIBOR or another reference rate affected or expected to be affected by reference rate reform. ASU 2020-04 was effective March 12, 2020 and can be applied through December 31, 2022, with certain exceptions for hedging relationships that continue to exist after this date, and may be applied from January 1, 2020. For contract modifications, the standard allows entities to account for modifications as an event that does not require reassessment or remeasurement (i.e., as a continuation of the existing contract). The standard also allows entities to amend their formal designation and documentation of hedging relationships affected or expected to be affected by reference rate reform, without having to de-designate the hedging relationship. Entities may elect the optional expedients and exceptions on an individual hedging relationship basis and independently from one another. We elected the optional expedients for contract modifications. We elected the cash flow hedging expedients to disregard the potential discontinuation of a reference rate when assessing whether a hedged forecasted interest payment is probable and to disregard certain mismatches between the designated hedging instrument and the hedged item when assessing the hedge effectiveness. We are applying these expedients prospectively from January 1, 2020. Application of these expedients preserves the presentation of derivatives consistent with the past presentation.

**ASU 2020-06, “Accounting for Convertible Instruments and Contracts in an Entity’s Own Equity”:** ASU 2020-06 simplifies the accounting for certain financial instruments with characteristics of liabilities and equity, including convertible instruments and contracts on an entity’s own equity. In addition to other changes, this standard amends ASC 470-20, “Debt with Conversion and Other Options,” by removing the accounting models for instruments with beneficial conversion features and cash conversion features. The standard also amends ASC 260, “Earnings Per Share,” as follows:

- requires an entity to apply the if-converted method when calculating diluted EPS for convertible instruments and no longer use the treasury stock method, which was previously allowed for certain convertible instruments;
- requires an entity to include the effect of potential share settlement in the diluted EPS calculation when an instrument may be settled in cash or shares, and no longer allows an entity to rebut the presumption of share settlement if it has a history or policy of cash settlement;
- requires an entity to include equity-classified convertible preferred stock that contains down-round features whereby, if the down-round feature is triggered, its effect is treated as a dividend and as a reduction of income available to common shareholders in basic EPS;
- clarifies that the average market price should be used to calculate the diluted EPS denominator when the exercise price or the number of shares that may be issued is variable, except for certain contingently issuable shares; and
- clarifies that the weighted-average share count from each quarter should be used when calculating the year-to-date weighted-average share count.

For public entities, ASU 2020-06 is effective for fiscal years beginning after December 15, 2021, including interim periods therein, with early adoption permitted for fiscal years beginning after December 15, 2020. An entity can use either a full or modified retrospective approach to adopt ASU 2020-06 and must disclose, in the period of adoption, EPS transition information about the effect of the change on affected per-share amounts. We plan to adopt the standard on January 1, 2022 and are currently evaluating the effect of the standard on our ongoing financial reporting.

**COPIA SIMPLE**

## NOTE 3. REVENUES

The following table disaggregates our revenues from contracts with customers by major service line and market and provides a reconciliation to total revenues by segment. The majority of our revenue is recognized over time.

### DISAGGREGATED REVENUES

(Dollars in millions)

	SDG&E	SoCalGas	Sempra Mexico	Sempra LNG	Sempra Renewables	Consolidating adjustments and Parent and other	Sempra Energy Consolidated
Year ended December 31, 2020							
<b>By major service line:</b>							
Utilities	\$ 4,920	\$ 4,571	\$ 58	\$ —	\$ —	\$ (94)	\$ 9,455
Energy-related businesses	—	—	834	92	—	(71)	855
Revenues from contracts with customers	\$ 4,920	\$ 4,571	\$ 892	\$ 92	\$ —	\$ (165)	\$ 10,310
<b>By market:</b>							
Gas	\$ 692	\$ 4,571	\$ 603	\$ 86	\$ —	\$ (156)	\$ 5,796
Electric	4,228	—	289	6	—	(9)	4,514
Revenues from contracts with customers	\$ 4,920	\$ 4,571	\$ 892	\$ 92	\$ —	\$ (165)	\$ 10,310
Revenues from contracts with customers	\$ 4,920	\$ 4,571	\$ 892	\$ 92	\$ —	\$ (165)	\$ 10,310
Utilities regulatory revenues	393	177	—	—	—	—	570
Other revenues	—	—	364	282	—	(156)	490
<b>Total revenues</b>	<b>\$ 5,313</b>	<b>\$ 4,748</b>	<b>\$ 1,256</b>	<b>\$ 374</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ (321)</b>	<b>\$ 11,370</b>
Year ended December 31, 2019							
<b>By major service line:</b>							
Utilities	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 73	\$ —	\$ —	\$ (75)	\$ 9,184
Energy-related businesses	—	—	919	176	5	(143)	957
Revenues from contracts with customers	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 176	\$ 5	\$ (218)	\$ 10,141
<b>By market:</b>							
Gas	\$ 587	\$ 4,367	\$ 680	\$ 170	\$ —	\$ (208)	\$ 5,596
Electric	4,232	—	312	6	5	(10)	4,545
Revenues from contracts with customers	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 176	\$ 5	\$ (218)	\$ 10,141
Revenues from contracts with customers	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 176	\$ 5	\$ (218)	\$ 10,141
Utilities regulatory revenues	106	158	—	—	—	—	264
Other revenues	—	—	383	234	5	(198)	424
<b>Total revenues</b>	<b>\$ 4,925</b>	<b>\$ 4,525</b>	<b>\$ 1,375</b>	<b>\$ 410</b>	<b>\$ 10</b>	<b>\$ (416)</b>	<b>\$ 10,829</b>
Year ended December 31, 2018							
<b>By major service line:</b>							
Utilities	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 78	\$ —	\$ —	\$ (69)	\$ 8,374
Energy-related businesses	—	—	941	232	46	(146)	1,073
Revenues from contracts with customers	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 232	\$ 46	\$ (215)	\$ 9,447
<b>By market:</b>							
Gas	\$ 491	\$ 3,577	\$ 711	\$ 224	\$ —	\$ (203)	\$ 4,800
Electric	4,297	—	308	8	46	(12)	4,647
Revenues from contracts with customers	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 232	\$ 46	\$ (215)	\$ 9,447
Revenues from contracts with customers	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 232	\$ 46	\$ (215)	\$ 9,447
Utilities regulatory revenues	(220)	385	—	—	—	—	165
Other revenues	—	—	357	240	78	(185)	490
<b>Total revenues</b>	<b>\$ 4,568</b>	<b>\$ 3,962</b>	<b>\$ 1,376</b>	<b>\$ 472</b>	<b>\$ 124</b>	<b>\$ (400)</b>	<b>\$ 10,102</b>



## REVENUES FROM CONTRACTS WITH CUSTOMERS

Our revenues from contracts with customers are primarily related to the transmission, distribution and storage of natural gas and the generation, transmission and distribution of electricity through our regulated utilities. We also provide other midstream and renewable energy-related services. We assess our revenues on a contract-by-contract basis as well as a portfolio basis to determine the nature, amount, timing and uncertainty, if any, of revenues being recognized.

We generally recognize revenues when performance of the promised commodity service is provided to our customers and we invoice our customers for an amount that reflects the consideration we are entitled to in exchange for those services. We consider the delivery and transmission of natural gas and electricity and providing of natural gas storage services as ongoing and integrated services. Generally, natural gas or electricity services are received and consumed by the customer simultaneously. Our performance obligations related to these services are satisfied over time and represent a series of distinct services that are substantially the same and that have the same pattern of transfer to the customers. We recognize revenue based on units delivered, as the satisfaction of our performance obligations can be directly measured by the amount of natural gas or electricity delivered to the customer. In most cases, the right to consideration from the customer directly corresponds to the value transferred to the customer and we recognize revenue in the amount that we have the right to invoice.

The payment terms in our customer contracts vary. Typically, we have an unconditional right to customer payments, which are due after the performance obligation to the customer is satisfied. The term between invoicing and when payment is due is typically between 10 and 90 days.

We exclude sales and usage-based taxes from revenues. In addition, the California Utilities pay franchise fees to operate in various municipalities. The California Utilities bill these franchise fees to their customers based on a CPUC-authorized rate. These franchise fees, which are required to be paid regardless of the California Utilities' ability to collect from the customer, are accounted for on a gross basis and reflected in utilities revenues from contracts with customers and operating expense.

### *Utilities Revenues*

Utilities revenues represent the majority of our consolidated revenues from contracts with customers and include:

- The transmission, distribution and storage of natural gas at:
  - SDG&E
  - SoCalGas
  - Sempra Mexico's Ecogas
- The generation, transmission and distribution of electricity at SDG&E.

Utilities revenues are derived from and recognized upon the delivery of natural gas or electricity services to customers. Amounts that we bill our customers are based on tariffs set by regulators within the respective state or country. For SDG&E and SoCalGas, which follow the provisions of U.S. GAAP governing rate-regulated operations as we discuss in Note 1, amounts that we bill to customers also include adjustments for previously recognized regulatory revenues.

The California Utilities and Ecogas recognize revenues based on regulator-approved revenue requirements, which allows the utilities to recover their reasonable operating costs and provides the opportunity to realize their authorized rates of return on their investments. While the California Utilities' revenues are not affected by actual sales volumes, the pattern of their revenue recognition during the year is affected by seasonality. SoCalGas recognizes annual authorized revenue for core natural gas customers using seasonal factors established in the Triennial Cost Allocation Proceeding, resulting in a significant portion of earnings being recognized in the first and fourth quarters of each year. SDG&E's authorized revenue recognition is also impacted by seasonal factors, resulting in higher earnings in the third quarter when electric loads are typically higher than in the other three quarters of the year.



SDG&E has an arrangement to provide the California ISO with the ability to control its high-voltage transmission lines for prices approved by the FERC. Revenue is recognized over time as access is provided to the California ISO.

Factors that can affect the amount, timing and uncertainty of revenues and cash flows include weather, seasonality and timing of customer billings, which may result in unbilled revenues that can vary significantly from month to month and generally approximate one-half month's deliveries.

The California Utilities recognize revenues from the sale of allocated California GHG emissions allowances at quarterly auctions administered by CARB. GHG allowances are delivered to CARB in advance of the quarterly auctions, and the California Utilities have the right to payment when the GHG allowances are sold at auction. GHG revenue is recognized on a point in time basis within the quarter the auction is held. The California Utilities balance costs and revenues associated with the GHG program through regulatory balancing accounts.

In connection with the COVID-19 pandemic, the California Utilities and the CPUC have implemented certain measures to assist customers, including suspending service disconnections due to nonpayment for residential and small business customers, waiving late payment fees for business customers, and offering flexible payment plans to customers experiencing difficulty paying their electric or gas bills. Additional measures could be mandated or voluntarily implemented in the future. Under the regulatory compact applicable to the California Utilities, including decoupling of rates, recovery of uncollectible expenses, and other recovery mechanisms potentially available, which we discuss in Note 4, the California Utilities have continued to recognize revenues under ASC 606, "Revenue from Contracts with Customers," in the year ended December 31, 2020.

### ***Energy-Related Businesses Revenues***

#### ***Midstream Revenues***

Midstream revenues at Sempra Mexico and Sempra LNG typically represent revenues from long-term, U.S. dollar-based contracts with customers for the sale of natural gas and LNG, as well as storage and transportation of natural gas. Invoiced amounts are based on the volume of natural gas delivered and contracted prices.

Sempra Mexico's marketing operations sell natural gas to the CFE and other customers under supply agreements. Sempra Mexico recognizes the revenue from the sale of natural gas upon transfer of the natural gas via pipelines to customers at the agreed upon delivery points, and in the case of the CFE, at its thermoelectric power plants.

Through its marketing operations, Sempra LNG has contracts to sell natural gas and LNG to Sempra Mexico that allow Sempra Mexico to satisfy its obligations under supply agreements with the CFE and other customers, and to supply Sempra Mexico's TdM power plant. Because Sempra Mexico either immediately delivers the natural gas to its customers or consumes the benefits simultaneously (by using the gas to supply TdM), revenues from Sempra LNG's sale of natural gas to Sempra Mexico are generally recognized over time as delivered. Revenues from LNG sales are recognized at the point when the cargo is delivered to Sempra Mexico.

Revenues from the sale of LNG and natural gas by Sempra LNG to Sempra Mexico are adjusted for indemnity payments and profit sharing. We consider these adjustments to be forms of variable consideration that are associated with the sale of LNG and natural gas to Sempra Mexico, and therefore, Sempra LNG records the related costs as an offset to revenues, with no impact to Sempra Energy's consolidated revenues.

We recognize storage revenue from firm capacity reservation agreements, under which we collect a fee for reserving storage capacity for customers in our storage facilities. Under these firm agreements, customers pay a monthly fixed reservation fee based on the storage capacity reserved rather than the actual volumes stored. For the fixed-fee component, revenue is recognized on a straight-line basis over the term of the contract. We bill customers for any capacity used in excess of the contracted capacity and such revenues are recognized in the month of occurrence. We also recognize revenue for interruptible storage services. As we discuss in Note 5, in February 2019, Sempra LNG completed the sale of its non-utility natural gas storage assets in the southeast U.S. (comprised of Mississippi Hub and Bay Gas).

We generate pipeline transportation revenues from firm agreements, under which customers pay a fee for reserving transportation capacity. Revenue is recognized when the volumes are delivered to the customers' agreed upon delivery point. We recognize revenues for our stand-ready obligation to provide capacity and transportation services throughout the contractual delivery period, as the benefits are received and consumed simultaneously as customers utilize pipeline capacity for the transport and receipt of natural gas and LPG. Invoiced amounts are based on a variable usage fee and a fixed capacity charge, adjusted for the Consumer Price Index, the effects of any foreign currency translation and the actual quantity of commodity transported.

### *Renewables Revenues*

Sempra Mexico and, previously, Sempra Renewables develop, invest in and operate solar and wind facilities that have long-term PPAs to sell the electricity and the related green energy attributes they generate to customers, generally load serving entities, and also for Sempra Mexico, industrial and other customers. Load serving entities will sell electric service to their end-users and wholesale customers immediately upon receipt of our power delivery, and industrial and other customers immediately consume the electricity to run their facilities, and thus, we recognize the revenue under the PPAs as the electricity is generated and delivered. We invoice customers based on the volume of energy delivered at rates pursuant to the PPAs. As we discuss in Note 5, in December 2018, Sempra Renewables completed the sale of its U.S. operating solar assets, solar and battery storage development projects and its 50% ownership interest in a wind power generation facility. In April 2019, Sempra Renewables completed the sale of its remaining wind assets and investments.

Sempra LNG has a contractual agreement to provide scheduling and marketing of renewable power for Sempra Mexico's ESJ JV. Invoiced amounts are based on a fixed fee per MWh scheduled.

### *Other Revenues from Contracts with Customers*

TdM is a natural gas-fired power plant that generates revenues from selling electricity and/or resource adequacy to the California ISO and to governmental, public utility and wholesale power marketing entities, as the power is delivered at the interconnection point.

### *Remaining Performance Obligations*

We do not disclose information about remaining performance obligations for (a) contracts with an original expected length of one year or less, (b) variable consideration recognized at the amount at which we have the right to invoice for services performed, or (c) variable consideration allocated to wholly unsatisfied performance obligations.

For contracts greater than one year, at December 31, 2020, we expect to recognize revenue related to the fixed fee component of the consideration as shown below. Sempra Energy's remaining performance obligations primarily relate to capacity agreements for natural gas storage and transportation at Sempra Mexico. SoCalGas did not have any remaining performance obligations at December 31, 2020.

### **REMAINING PERFORMANCE OBLIGATIONS<sup>(1)</sup>**

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated	SDG&E
2021	\$ 387	\$ 4
2022	406	4
2023	407	4
2024	348	4
2025	351	4
Thereafter	4,361	67
Total revenues to be recognized	\$ 6,260	\$ 87

<sup>(1)</sup> Excludes intercompany transactions.

### *Contract Balances from Revenues from Contracts with Customers*

From time to time, we receive payments in advance of satisfying the performance obligations associated with customer contracts. We defer such revenues as contract liabilities and recognize them in earnings as the performance obligations are satisfied.

Activities within Sempra Energy's and SDG&E's contract liabilities are presented below. There were no contract liabilities at SDG&E in 2018 or at SoCalGas in 2020, 2019 or 2018.

<b>CONTRACT LIABILITIES</b> (Dollars in millions)			
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Contract liabilities at January 1	\$ (163)	\$ (70)	\$ —
Adoption of ASC 606	—	—	(61)
Revenue from performance obligations satisfied during reporting period	4	2	7
Payments received in advance	(48)	(95)	(16)
<b>Contract liabilities at December 31<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ (207)</b>	<b>\$ (163)</b>	<b>\$ (70)</b>
<b>SDG&amp;E:</b>			
Contract liabilities at January 1	\$ (91)	\$ —	
Revenue from performance obligations satisfied during reporting period	4	1	
Payments received in advance	—	(92)	
<b>Contract liabilities at December 31<sup>(2)</sup></b>	<b>\$ (87)</b>	<b>\$ (91)</b>	

<sup>(1)</sup> Balances at December 31, 2020 and 2019 include \$52 million and \$4 million, respectively, in Other Current Liabilities and \$155 million and \$159 million, respectively, in Deferred Credits and Other.

<sup>(2)</sup> Balances at December 31, 2020 and 2019 include \$4 million and \$4 million, respectively, in Other Current Liabilities and \$83 million and \$87 million, respectively, in Deferred Credits and Other.

### Receivables from Revenues from Contracts with Customers

The table below shows receivable balances associated with revenues from contracts with customers on the Consolidated Balance Sheets.

<b>RECEIVABLES FROM REVENUES FROM CONTRACTS WITH CUSTOMERS</b> (Dollars in millions)			
	December 31,		
	2020	2019	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Accounts receivable – trade, net	\$ 1,447	\$ 1,163	
Accounts receivable – other, net	12	16	
Due from unconsolidated affiliates – current <sup>(1)</sup>	3	5	
<b>Total</b>	<b>\$ 1,462</b>	<b>\$ 1,184</b>	
<b>SDG&amp;E:</b>			
Accounts receivable – trade, net	\$ 573	\$ 398	
Accounts receivable – other, net	8	5	
Due from unconsolidated affiliates – current <sup>(1)</sup>	2	2	
<b>Total</b>	<b>\$ 583</b>	<b>\$ 405</b>	
<b>SoCalGas:</b>			
Accounts receivable – trade, net	\$ 786	\$ 710	
Accounts receivable – other, net	4	11	
<b>Total</b>	<b>\$ 790</b>	<b>\$ 721</b>	

<sup>(1)</sup> Amount is presented net of amounts due to unconsolidated affiliates on the Consolidated Balance Sheets, when right of offset exists.

### REVENUES FROM SOURCES OTHER THAN CONTRACTS WITH CUSTOMERS

Certain of our revenues are derived from sources other than contracts with customers and are accounted for under other accounting standards outside the scope of ASC 606.

#### Utilities Regulatory Revenues

#### Alternative Revenue Programs

We recognize revenues from alternative revenue programs when the regulator-specified conditions for recognition have been met and adjust these revenues as they are recovered or refunded through future utility service.

**Decoupled revenues.** As discussed earlier, the regulatory framework requires the California Utilities to recover authorized revenue based on estimated annual demand forecasts approved in regular proceedings before the CPUC. However, actual demand for natural gas and electricity will generally vary from CPUC-approved forecasted demand due to the impacts from weather volatility, energy efficiency programs, rooftop solar and other factors affecting consumption. The CPUC regulatory framework provides for the California Utilities to use a “decoupling” mechanism, which allows the California Utilities to record revenue shortfalls or excess revenues resulting from any difference between actual and forecasted demand to be recovered or refunded in authorized revenue in a subsequent period based on the nature of the account.

**Incentive mechanisms.** The CPUC applies performance-based measures and incentive mechanisms to all California IOUs, under which the California Utilities have earnings potential above authorized base margins if they achieve or exceed specific performance and operating goals. Generally, for performance-based awards, if performance is above or below specific benchmarks, the utility is eligible for financial awards or subject to financial penalties.

Incentive awards are included in revenues when we receive required CPUC approval of the award, the timing of which may not be consistent from year to year. We would record penalties for results below the specified benchmarks against revenues when we believe it is probable that the CPUC would assess a penalty.



### *Other Cost-Based Regulatory Recovery*

The CPUC, and the FERC as it relates to SDG&E, authorize the California Utilities to collect revenue requirements for operating costs and capital related costs (such as depreciation, taxes and return on rate base) from customers, including:

- costs to purchase natural gas and electricity;
- costs associated with administering public purpose, demand response, and customer energy efficiency programs;
- other programmatic activities, such as gas distribution, gas transmission, gas storage integrity management and wildfire mitigation; and
- costs associated with third party liability insurance premiums.

Authorized costs are recovered as the commodity or service is delivered. To the extent authorized amounts collected vary from actual costs, the differences are generally recovered or refunded within a subsequent period based on the nature of the balancing account mechanism. In general, the revenue recognition criteria for balanced costs billed to customers are met at the time the costs are incurred. Because these costs are substantially recovered in rates through a balancing account mechanism, changes in these costs are reflected as changes in revenues. The CPUC and the FERC may impose various review procedures before authorizing recovery or refund for programs authorized, including limitations on the total cost of the program, revenue requirement limits or reviews of costs for reasonableness. These procedures could result in disallowances of recovery from ratepayers.

We discuss balancing accounts and their effects further in Note 4.

### *Other Revenues*

Sempra Mexico generates lease revenues from operating lease agreements with PEMEX and CENAGAS for the use of natural gas and ethane pipelines and LPG storage facilities. Certain PPAs at Sempra Renewables were also accounted for as operating leases prior to sale of its solar and wind assets in December 2018 and April 2019.

Sempra LNG has an agreement to supply LNG to Sempra Mexico's ECA Regas Facility. Although the LNG sale and purchase agreement specifies a number of cargoes to be delivered annually, actual cargoes delivered by the supplier have traditionally been significantly lower than the maximum specified under the agreement. As a result, Sempra LNG is contractually required to make monthly indemnity payments to Sempra Mexico for failure to deliver the contracted LNG.

Sempra LNG also recognizes other revenues from:

- fees related to contractual counterparty obligations for non-delivery of LNG cargoes, as described above; and
- sales of natural gas and electricity under short-term and long-term contracts and into the spot market and other competitive markets. Revenues include the net realized gains and losses on physical and derivative settlements and net unrealized gains and losses from the change in fair values of the derivatives.



## NOTE 4. REGULATORY MATTERS

### REGULATORY ASSETS AND LIABILITIES

We show the details of regulatory assets and liabilities in the following table and discuss them below.

REGULATORY ASSETS (LIABILITIES)		
<i>(Dollars in millions)</i>		
	December 31,	
	2020	2019
<b>SDG&amp;E:</b>		
Fixed-price contracts and other derivatives	\$ (53)	\$ 8
Deferred income taxes recoverable (refundable) in rates	22	(108)
Pension and other postretirement benefit plan obligations	50	103
Removal obligations	(2,121)	(2,056)
Environmental costs	56	45
Sunrise Powerlink fire mitigation	121	121
Regulatory balancing accounts <sup>(1)(2)</sup>		
Commodity – electric	72	102
Gas transportation	35	22
Safety and reliability	67	77
Public purpose programs	(158)	(124)
2019 GRC retroactive impacts	56	111
Other balancing accounts	233	106
Other regulatory assets (liabilities), net <sup>(2)</sup>	72	(153)
Total SDG&E	(1,548)	(1,746)
<b>SoCalGas:</b>		
Deferred income taxes refundable in rates	(82)	(203)
Pension and other postretirement benefit plan obligations	417	400
Employee benefit costs	37	44
Removal obligations	(685)	(728)
Environmental costs	36	40
Regulatory balancing accounts <sup>(1)(2)</sup>		
Commodity – gas, including transportation	(56)	(118)
Safety and reliability	335	295
Public purpose programs	(253)	(273)
2019 GRC retroactive impacts	202	400
Other balancing accounts	(58)	(7)
Other regulatory assets (liabilities), net <sup>(2)</sup>	75	(101)
Total SoCalGas	(32)	(251)
<b>Sempra Mexico:</b>		
Deferred income taxes recoverable in rates	80	83
Other regulatory assets	—	6
<b>Total Sempra Energy Consolidated</b>	<b>\$ (1,500)</b>	<b>\$ (1,908)</b>

<sup>(1)</sup> At December 31, 2020 and 2019, the noncurrent portion of regulatory balancing accounts – net undercollected for SDG&E was \$139 million and \$108 million, respectively, and for SoCalGas was \$218 million and \$500 million, respectively.

<sup>(2)</sup> Includes regulatory assets earning a return.

In the table above:

- Regulatory assets arising from fixed-price contracts and other derivatives are offset by corresponding liabilities arising from purchased power and natural gas commodity and transportation contracts. The regulatory asset is increased/decreased based on changes in the fair market value of the contracts. It is also reduced as payments are made for commodities and services under these contracts.
- Deferred income taxes refundable/recoverable in rates are based on current regulatory ratemaking and income tax laws.

SDG&E, SoCalGas and Sempra Mexico expect to refund/recover net regulatory liabilities/assets related to deferred income taxes over the lives of the assets that give rise to the related accumulated deferred income tax balances. Regulatory assets and liabilities include excess deferred income taxes resulting from statutory income tax rate changes and certain income tax benefits and expenses associated with flow-through items, which we discuss in Note 8.

- Regulatory assets/liabilities related to pension and other postretirement benefit plan obligations are offset by corresponding liabilities/assets and are being recovered in rates as the plans are funded.
- The regulatory asset related to employee benefit costs represents our liability associated with long-term disability insurance that will be recovered from customers in future rates as expenditures are made.
- Regulatory liabilities from removal obligations represent cumulative amounts collected in rates for future asset removal costs in excess of cumulative amounts incurred (or paid).
- Regulatory assets related to environmental costs represent the portion of our environmental liability recognized at the end of the period in excess of the amount that has been recovered through rates charged to customers. We expect this amount to be recovered in future rates as expenditures are made.
- The regulatory asset related to Sunrise Powerlink fire mitigation is offset by a corresponding liability for the funding of a trust to cover the mitigation costs. SDG&E expects to recover the regulatory asset in rates as the trust is funded over a remaining 49-year period.
- Over- and undercollected regulatory balancing accounts reflect the difference between customer billings and recorded or CPUC-authorized costs, including commodity costs. Depreciation, taxes and return on rate base may also be included in certain accounts. Amounts in the balancing accounts are recoverable (receivable) or refundable (payable) in future rates, subject to CPUC approval. The adopted revenue requirements in the 2019 GRC FD associated with the period from January 1, 2019 through December 31, 2019 are being recovered in rates over a 24-month period that began in January 2020.

Amortization expense on regulatory assets for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018 was \$9 million, \$7 million and \$5 million, respectively, at Sempra Energy Consolidated, \$4 million, \$3 million and \$2 million, respectively, at SDG&E, and \$5 million, \$4 million and \$3 million, respectively, at SoCalGas.

## **CALIFORNIA UTILITIES**

### ***COVID-19 Pandemic Protections***

In March 2020, the CPUC required that all energy companies under its jurisdiction, including the California Utilities, take action to implement several emergency customer protection measures to support California customers in light of the COVID-19 pandemic for up to one year. Currently, the customer protection measures are mandatory for all residential and small business customers. In February 2021, the CPUC extended the customer protection measures through June 2021 and may extend them further. Each of the California Utilities was authorized to track and request recovery of incremental costs associated with complying with residential and small business customer protection measures implemented by the CPUC related to the COVID-19 pandemic, including costs associated with suspending service disconnections and uncollectible expenses that arise from these customers' failure to pay. The California Utilities expect to pursue recovery of tracked costs in rates in a future CPUC proceeding, which recovery is not assured.

### ***Disconnection OIR***

In June 2020, the CPUC issued a decision to adopt certain customer protections to reduce residential customer disconnections and improve reconnection processes, including, among other things, imposing limitations on service disconnections, elimination of deposit requirements and reconnection fees, establishment of the AMP that provides successfully participating, income-qualified residential customers with relief from outstanding utility bill amounts, and increased outreach and marketing efforts. The decision allows each of the California Utilities to establish a two-way balancing account to record the uncollectible expenses associated with residential customers' inability to pay their electric or gas bills, including as a result of the relief from outstanding utility bill amounts provided under the AMP.

## CPUC General Rate Case

The CPUC uses GRC proceedings to set rates designed to allow the California Utilities to recover their reasonable operating costs and to provide the opportunity to realize their authorized rates of return on their investments.

### 2019 General Rate Case

In September 2019, the CPUC issued a final decision in the 2019 GRC approving SDG&E's and SoCalGas' test year revenues for 2019 and attrition year adjustments for 2020 and 2021, which was effective retroactively to January 1, 2019. This is the first GRC that includes revenues authorized for risk assessment mitigation phase activities.

The 2019 GRC FD approved a test year 2019 revenue requirement of \$1,990 million for SDG&E's combined operations (\$1,590 million for its electric operations and \$400 million for its natural gas operations) and \$2,770 million for SoCalGas.

The increases include separately authorized components for O&M and capital-related costs, as follows:

AUTHORIZED REVENUE REQUIREMENT INCREASES FOR 2020 AND 2021 (Dollars in millions)				
	2020 increase from 2019		2021 increase from 2020	
	Revenue increase	Percent increase	Revenue increase	Percent increase
<b>SDG&amp;E:</b>				
O&M	\$ 20	2.64 %	\$ 19	2.47 %
Capital-related costs	114	9.74	83	6.47
<b>Total increase</b>	<b>\$ 134</b>	<b>6.74</b>	<b>\$ 102</b>	<b>4.83</b>
<b>SoCalGas:</b>				
O&M	\$ 36	2.64 %	\$ 34	2.40 %
Capital-related costs	184	14.36	116	7.93
<b>Total increase</b>	<b>\$ 220</b>	<b>7.92</b>	<b>\$ 150</b>	<b>5.00</b>

In January 2020, the CPUC issued a final decision implementing a four-year GRC cycle for California IOUs. The California Utilities were directed to file a petition for modification to revise their 2019 GRC to add two additional attrition years, resulting in a transitional five-year GRC period (2019-2023). The California Utilities filed the petition in April 2020 and requested authorization of their post-test year ratemaking mechanism for two additional years. We subsequently requested an updated increase in the revenue requirement for SDG&E and SoCalGas of approximately \$91 million and \$150 million, respectively, for 2022, and \$104 million and \$131 million, respectively, for 2023, reflecting certain adjustments. These amounts include revenues for both O&M and capital cost attrition. In June 2020, the CPUC issued a ruling to further clarify the issues for review in the California Utilities' petition, which are mainly whether the proposed revenue requirements and mechanisms for the two proposed additional attrition years are just and reasonable. In September 2020, the California Utilities filed a status report to summarize positions on how impacts of the COVID-19 pandemic should be incorporated into the proposed attrition rates. The California Utilities proposed to continue with the adopted attrition mechanism using the second quarter 2020 Global Insight utility cost forecast, which incorporates impacts of the COVID-19 pandemic. Intervenors have proposed other alternatives, including using escalation factors based on the Consumer Price Index. We expect a proposed decision in the first quarter of 2021.

The 2019 GRC FD approved the California Utilities' establishment of two-way liability insurance premium balancing accounts, including wildfire insurance premium costs based on a specific level of coverage. The 2019 GRC FD also permits the California Utilities to seek recovery of additional liability insurance coverage.

The 2019 GRC FD clarified that differences between incurred and forecasted income tax expense due to forecasting differences are not subject to tracking in the income tax expense memorandum account beginning in 2019. SDG&E and SoCalGas previously recorded regulatory liabilities, inclusive of interest, associated with the 2016 through 2018 tracked forecasting differences of \$86 million and \$89 million, respectively. In April 2020, the CPUC confirmed treatment of the two-way income tax expense memorandum account for these 2016 through 2018 balances, at which time the California Utilities released these regulatory liability balances to revenues and regulatory interest.

## CPUC Cost of Capital

In December 2019, the CPUC approved the cost of capital and rate structures (shown in the table below) for SDG&E and SoCalGas that became effective on January 1, 2020 and will remain in effect through December 31, 2022. SDG&E did not propose a 2020 cost of preferred equity in this proceeding. In January 2020, SDG&E filed an advice letter to continue the cost of preferred equity for test year 2020 at 6.22%, which the CPUC approved in March 2020.

**COPIA SIMPLE**



## CPUC AUTHORIZED COST OF CAPITAL AND RATE STRUCTURE

SDG&E			SoCalGas		
Authorized weighting	Return on rate base	Weighted return on rate base	Authorized weighting	Return on rate base	Weighted return on rate base
45.25 %	4.59 %	2.08 %	45.60 %	4.23 %	1.93 %
2.75	6.22	0.17	2.40	6.00	0.14
52.00	10.20	5.30	52.00	10.05	5.23
<b>100.00 %</b>		<b>7.55 %</b>	<b>100.00 %</b>		<b>7.30 %</b>

The CCM was reauthorized in the 2020 cost of capital proceeding to continue through 2022. SDG&E's CCM benchmark rate is 4.498%, based on Moody's Baa- utility bond index, and SoCalGas' CCM benchmark rate is 4.029%, based on Moody's A- utility bond index. The index applicable to each utility is based on each utility's credit rating. The CCM benchmark rates for SDG&E and SoCalGas are the basis of comparison to determine if future measurement periods "trigger" the CCM. For the 12 months ended September 2020, the first "CCM Period," the trigger did not occur for SDG&E or SoCalGas. The next CCM Period is from October 2020 to September 2021. The CCM, if triggered in 2021, would be effective January 1, 2022, and would automatically update the authorized cost of debt based on actual costs and update the authorized ROE upward or downward by one-half of the difference between the CCM benchmark and the applicable 12-month average Moody's utility bond index.

### SDG&E

#### *FERC Rate Matters and Cost of Capital*

SDG&E files separately with the FERC for its authorized ROE on FERC-regulated electric transmission operations and assets.

SDG&E's TO4 ROE of 10.05% was the basis of SDG&E's FERC-related revenue recognition until March 2020, when the FERC approved the settlement terms that SDG&E and all settling parties reached in October 2019 on SDG&E's TO5 filing. The settlement agreement provided for a ROE of 10.60%, consisting of a base ROE of 10.10% plus an additional 50 bps for participation in the California ISO. If the FERC issues an order ruling that California IOUs are no longer eligible for the additional California ISO ROE, SDG&E would refund the additional 50 bps of ROE associated with the California ISO as of the refund effective date (June 1, 2019) in this proceeding. The TO5 term is effective June 1, 2019 and shall remain in effect indefinitely, with parties having the annual right to terminate the agreement beginning in 2022. In 2020, SDG&E recorded retroactive revenues of \$12 million related to 2019, and additional FERC revenues of \$17 million to conclude a rate base matter, net of certain refunds to be paid to CPUC-jurisdictional customers.

#### *Energy Efficiency Program Inquiry*

In January 2020, the CPUC issued a ruling seeking comments on a report prepared by its consultant regarding SDG&E's Upstream Lighting Program for the program year 2017. The CPUC subsequently expanded the scope of the comments to cover the program year 2018. The Upstream Lighting Program was one of SDG&E's Energy Efficiency programs designed to produce energy efficiency savings for which SDG&E could earn a performance-based incentive.

Pursuant to the CPUC ruling, intervenors representing ratepayers have questioned SDG&E's management of the program and alleged that certain program expenditures did not benefit the purpose of the program. As a result of the inquiry, SDG&E voluntarily expanded its review to include the program year 2019. Based on this review and discussions with intervenors, SDG&E concluded that some concessions were appropriate, which include refunding certain costs and certain performance-based incentives to customers and incurring a fine. Accordingly, in the year ended December 31, 2020, SDG&E reduced revenues by \$51 million and recorded a fine of \$6 million in Other (Expense) Income, Net, on the SDG&E and Sempra Energy Consolidated Statements of Operations. The after-tax impact for the year ended December 31, 2020 was \$44 million. In October 2020, SDG&E executed a settlement agreement with intervenors consistent with these concessions. We expect CPUC approval of the settlement agreement in 2021.



***OSCs – Energy Efficiency and Advocacy***

In October 2019, the CPUC issued an OSC to determine whether SoCalGas should be sanctioned for violation of certain CPUC code sections and orders. The OSC stemmed from approximately 40 days and \$9,000 of transitional energy efficiency (EE) codes and standards advocacy activities undertaken by SoCalGas in 2018, following a CPUC decision disallowing SoCalGas' future engagement in EE statewide codes and standards advocacy.

In December 2019, the CPUC issued a second OSC to determine whether SoCalGas is entitled to the EE program's shareholder incentives for codes and standards advocacy in 2016 and 2017, whether its shareholders should bear the costs of those advocacy activities, and to address whether any other remedies are appropriate. The scope of this OSC was later expanded to include EE program years 2014 and 2015, and SoCalGas' engagement with local governments on proposed reach codes.

Intervenors in these OSCs have suggested the CPUC order various financial and non-financial penalties. If the CPUC were to assess fines or penalties on SoCalGas associated with these OSCs, they could be material. We expect CPUC decisions on these OSCs in the first half of 2021.

***Billing Practices OII***

In May 2017, the CPUC issued an OII to determine whether SoCalGas violated any provisions of the California Public Utilities Code, General Orders, CPUC decisions, or other requirements pertaining to billing practices from 2014 through 2016. The CPUC examined the timeliness of monthly bills, extending the billing period for customers, and issuing estimated bills, including an examination of SoCalGas' gas tariff rules. In January 2019, the CPUC ordered SoCalGas to pay \$8 million in penalties, including \$3 million that was paid in July 2019 to California's general fund and \$5 million to be credited to customers that received delayed bills (greater than 45 days) in the form of a \$100 bill credit.

**NOTE 5. ACQUISITIONS, DIVESTITURES AND DISCONTINUED OPERATIONS**

We consolidate assets acquired and liabilities assumed as of the purchase date and include earnings from acquisitions in consolidated earnings after the purchase date.

**ACQUISITIONS*****Sempra Texas Utilities******TTHC***

In February 2020, STIH acquired an additional indirect, 0.1975% interest in Oncor through its acquisition of a 1% interest in TTHC from Hunt Strategic Utility Investment, L.L.C. (Hunt), including notes receivable due from TTHC with an aggregate outstanding balance of approximately \$6 million, for a total purchase price of approximately \$23 million in cash, bringing Sempra Energy's indirect ownership interest in Oncor to approximately 80.45%. TTHC indirectly owns 100% of TTI, which owns 19.75% of Oncor's outstanding membership interests. At the acquisition date, we determined the fair value of the notes receivable was \$7 million based on a discounted cash flow model, and attributed \$16 million to the investment in TTHC, which we recorded as an equity method investment.

STIH's acquisition of the 1% interest was the subject of a lawsuit filed in the Delaware Court of Chancery by the owners of the remaining 99% ownership interest in TTHC. STIH purchased its 1% interest in TTHC in February 2020 after the Delaware Court of Chancery decided, among other things, that STIH's right to purchase the 1% interest was superior to that of the remaining owners of TTHC. The remaining owners appealed that decision and, in May 2020, the Delaware Supreme Court reversed the Delaware Court of Chancery's ruling and remanded the case back to the Delaware Court of Chancery. In September 2020, the

Delaware Court of Chancery ordered, among other things, the rescission of STIH's purchase of the 1% interest in TTHC. The parties have complied with the court's order and Sempra Energy's indirect ownership in Oncor has returned to 80.25%. We received a full refund of the purchase price from Hunt in September 2020 and have fully unwound the acquisition.

**COPIA SIMPLE**

### Oncor Holdings

In March 2018, Sempra Energy completed the acquisition of an indirect, 100% interest in Oncor Holdings, which owned 80.03% of Oncor, and other EFH assets and liabilities unrelated to Oncor. We paid consideration of \$9.45 billion in cash and an additional \$31 million representing an adjustment for dividends and payments pursuant to a tax sharing agreement with Oncor and Oncor Holdings. Also in March 2018, in a separate transaction, Sempra Energy, through its interest in Oncor Holdings, acquired an additional 0.22% of the outstanding membership interests in Oncor from Oncor Management Investment LLC for \$26 million in cash, bringing Sempra Energy's indirect ownership in Oncor to 80.25%. TTI continues to own 19.75% of Oncor's outstanding membership interest.

Due to ring-fencing measures, existing governance mechanisms and commitments in effect, we do not have the power to direct the significant activities of Oncor Holdings and Oncor. Consequently, we account for our 100% ownership interest in Oncor Holdings as an equity method investment. See Note 6 for additional information about our equity method investment in Oncor Holdings and related ring-fencing measures.

The total purchase price paid was comprised of the following:

- \$9,450 million of merger consideration;
- \$31 million adjustment for dividends and payments pursuant to a tax sharing agreement with Oncor and Oncor Holdings;
- \$26 million paid in a separate transaction to acquire an additional 0.22% of the outstanding membership interests in Oncor from Oncor Management Investment LLC; and
- \$59 million of transaction costs included in the basis of our investment in Oncor Holdings.

We accounted for the merger as an asset acquisition, as the equity method investment in Oncor Holdings represents substantially all of the fair value of the gross assets acquired. Other EFH assets and liabilities unrelated to Oncor that were acquired have been subsumed into our parent organization, Parent and other. The following table sets forth the allocation of the total purchase price paid to the identifiable assets acquired and liabilities assumed.

#### PURCHASE PRICE ALLOCATION

(Dollars in millions)

	At March 9, 2018 <sup>(1)</sup>
<b>Assets acquired:</b>	
Accounts receivable – other, net	\$ 1
Due from unconsolidated affiliates	46
Investment in Oncor Holdings	9,227
Deferred income tax assets	287
Other noncurrent assets	109
Total assets acquired	9,670
<b>Liabilities assumed:</b>	
Other current liabilities	23
Pension and other postretirement benefit plan obligations	21
Deferred credits and other	58
Total liabilities assumed	102
Net assets acquired	\$ 9,568
Total purchase price paid	\$ 9,568

<sup>(1)</sup> As adjusted for post-closing items.



The fair value of the equity method investment in Oncor Holdings is primarily attributable to Oncor's business. Therefore, we considered the underlying assets and liabilities of Oncor when determining the fair value of our equity method investment. As a regulated entity, Oncor's rates are set and approved by the PUCT, and are designed to recover the cost of providing service and the opportunity to earn a reasonable return on its investments. Accordingly, Oncor applies the guidance under the provisions of U.S. GAAP governing rate-regulated operations. Under U.S. GAAP, regulation is viewed as being a characteristic (restriction) of a regulated entity's assets and liabilities, and the impact of regulation is considered a fundamental input to measuring the fair value of Oncor's assets and liabilities. Under this premise, we concluded that the carrying values of all assets and liabilities recoverable through rates are representative of their fair values.

In May 2019, Oncor completed the acquisition of 100% of the issued and outstanding shares of InfraREIT and 100% of the limited partnership units of its subsidiary, InfraREIT Partners, LP. Oncor paid consideration of \$1,275 million, or \$21 per share, plus certain transaction costs incurred by InfraREIT and its subsidiaries and paid by Oncor on their behalf, including \$40 million for a management agreement termination fee. Oncor received a total of \$1,330 million in capital contributions from Sempra Energy and certain indirect equity holders of TTI, proportionate to their respective ownership interest in Oncor, to fund the purchase price and certain expenses.

As part of Oncor's acquisition of interests in InfraREIT, immediately prior to closing the InfraREIT acquisition, SDTS accepted and assumed certain assets and liabilities of Sharyland Utilities, LP in exchange for certain SDTS assets. SDTS received real property and other assets used in the electric transmission and distribution business in Central, North and West Texas, as well as the equity interests in GS Project Entity, LLC (a wholly owned subsidiary of Sharyland Utilities, LP), and Sharyland Utilities, LP received real property and other assets used in the electric transmission and distribution business near the Texas-Mexico border. Immediately prior to the completion of the exchange, SDTS became a wholly owned, indirect subsidiary of InfraREIT Partners, LP.

#### *Sharyland Holdings*

In May 2019, Sempra Energy acquired an indirect, 50% interest in Sharyland Holdings for \$95 million (net of \$7 million in post-closing adjustments). In connection with and prior to the consummation of the acquisition, Sharyland Holdings owned 100% of the membership interests in Sharyland Utilities, LP and Sharyland Utilities, LP converted into a limited liability company, named Sharyland Utilities, L.L.C. We account for our indirect, 50% interest in Sharyland Holdings as an equity method investment.

#### *Sempra South American Utilities*

##### *Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.*

In December 2018, Chilquinta Energía acquired a 100% interest in Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. through a sales and purchase agreement with AES Gener S.A. and its subsidiary Sociedad Eléctrica Angamos S.A. We completed the acquisition for a purchase price of \$226 million and paid \$208 million (net of \$18 million cash acquired) with available cash on hand at our former Sempra South American Utilities segment, which is presented in and was included as part of the sale of discontinued operations.

We accounted for this business combination using the acquisition method of accounting. At the acquisition date, we allocated the \$208 million in cash paid to the identifiable assets acquired (\$231 million) and liabilities assumed (\$43 million) based on their respective fair values, with the excess recognized as goodwill (\$38 million), which are included below in the "Assets Held for Sale in Discontinued Operations" table.

#### **PENDING ACQUISITION**

##### *Sempra Mexico*

*ESJ*



In February 2021, IEnova agreed to acquire Saavi Energía's 50% interest in ESJ for approximately \$83 million. At December 31, 2020, IEnova owned a 50% interest in ESJ, which is accounted for as an equity method investment. Upon completion of the acquisition, IEnova will own 100% of ESJ and will consolidate it. ESJ owns a fully operating wind power generation facility with a nameplate capacity of 155 MW that is fully contracted by SDG&E. ESJ is constructing a second wind power generation facility, which we expect will be completed in late 2021 or in the first quarter of 2022 and will have a nameplate capacity of 108 MW. We expect to complete the acquisition in the first half of 2021, subject to various closing conditions, including authorizations from the FERC and COFEE.

## DIVESTITURES

In June 2018, our board of directors approved a plan to divest certain non-utility natural gas storage assets in the southeast U.S., and all our U.S. wind and U.S. solar assets (collectively, the Assets). As a result, we recorded impairment charges totaling \$1.5 billion (\$900 million after tax and NCI) in June 2018, which included \$1.3 billion (\$755 million after tax and NCI) at Sempra LNG, included in Impairment Losses on Sempra Energy's Consolidated Statements of Operations, and \$200 million (\$145 million after tax) at Sempra Renewables, included in Equity Earnings on Sempra Energy's Consolidated Statements of Operations. In December 2018, we reduced the impairment of \$1.3 billion recorded at Sempra LNG in June 2018 by \$183 million (\$126 million after tax and NCI) as a result of the sales agreement for certain storage assets described below, resulting in a total impairment charge of \$1.1 billion (\$629 million after tax and NCI) for the year ended December 31, 2018. These impairment charges primarily represented an adjustment of the related assets' carrying values to estimated fair values, less costs to sell when applicable, which we discuss in Notes 6 and 12.

### *Sempra LNG*

In February 2019, Sempra LNG completed the sale of its non-utility natural gas storage assets in the southeast U.S. (comprised of Mississippi Hub and Bay Gas), which we classified as held for sale at December 31, 2018, and received cash proceeds of \$322 million, net of transaction costs. In January 2019, Sempra LNG completed the sale of other non-utility assets for \$5 million.

### *Sempra Renewables*

In December 2018, Sempra Renewables completed the sale of the following assets for cash proceeds of \$1.6 billion:

- its operating solar assets, including assets that we owned through JVs or through tax equity arrangements (other than those interests held by tax equity investors);
- its solar and battery storage development projects; and
- its 50% interest in the Broken Bow 2 wind generation facility.

In 2018, we recognized a pretax gain of \$513 million (\$367 million after tax) in Gain on Sale of Assets on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations.

The following table summarizes the deconsolidation of these subsidiaries in 2018.

## DECONSOLIDATION OF SUBSIDIARIES

(Dollars in millions)

	Certain subsidiaries of Sempra Renewables At December 31, 2018
Proceeds from sale, net of transaction costs	\$ 1,585
Cash	(7)
Restricted cash	(7)
Other current assets	(14)
Property, plant and equipment, net	(1,303)
Other investments	(329)
Other long-term assets	(24)





Current liabilities	8
Long-term debt	70
Asset retirement obligations	52
Other long-term liabilities	5
Noncontrolling interests	486
Accumulated other comprehensive income	(9)
<b>Gain on sale</b>	<b>\$ 513</b>

In April 2019, Semptra Renewables completed the sale of its remaining wind assets and investments for \$569 million, net of transaction costs, and recorded a \$61 million (\$45 million after tax and NCI) gain, which is included in Gain on Sale of Assets on the Semptra Energy Consolidated Statements of Operations. Upon completion of the sale, remaining nominal business activities at Semptra Renewables were subsumed into Parent and other and the Semptra Renewables segment ceased to exist.

## DISCONTINUED OPERATIONS

In January 2019, our board of directors approved a plan to sell our South American businesses. We present these businesses, which previously constituted the Semptra South American Utilities segment, and certain activities associated with those businesses as discontinued operations.

In April 2020, we completed the sale of our equity interests in our Peruvian businesses, including our 83.6% interest in Luz del Sur and our interest in Tecsur, to an affiliate of China Yangtze Power International (Hongkong) Co., Limited for cash proceeds of \$3,549 million, net of transaction costs and as adjusted for post-closing adjustments, and recorded a pretax gain of \$2,271 million (\$1,499 million after tax).

In June 2020, we completed the sale of our equity interests in our Chilean businesses, including our 100% interest in Chilquinta Energía and Tecnoed and our 50% interest in Eletrans, to State Grid International Development Limited for cash proceeds of \$2,216 million, net of transaction costs and as adjusted for post-closing adjustments, and recorded a pretax gain of \$628 million (\$248 million after tax).

In the year ended December 31, 2020, the pretax gains from the sales of our South American businesses are included in Gain on Sale of Discontinued Operations in the table below and the after-tax gains are included in Income from Discontinued Operations, Net of Income Tax, on the Semptra Energy Consolidated Statements of Operations.

Summarized results from discontinued operations were as follows:

### DISCONTINUED OPERATIONS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020 <sup>(1)</sup>	2019	2018
Revenues	\$ 570	\$ 1,614	\$ 1,585
Cost of sales	(364)	(1,012)	(1,041)
Gain on sale of discontinued operations	2,899	—	—
Operating expenses	(66)	(159)	(206)
Interest and other	(3)	(11)	(6)
Income before income taxes and equity earnings	3,036	432	332
Income tax expense	(1,186)	(72)	(145)
Equity earnings	—	3	1
Income from discontinued operations, net of income tax	1,850	363	188
Earnings attributable to noncontrolling interests	(10)	(35)	(32)
<b>Earnings from discontinued operations attributable to common shares</b>	<b>\$ 1,840</b>	<b>\$ 328</b>	<b>\$ 156</b>

<sup>(1)</sup> Results include activity until deconsolidation of our Peruvian businesses on April 24, 2020 and Chilean businesses on June 24, 2020 and post-closing adjustments related to the sales of these businesses.

The following table summarizes the carrying amounts of the major classes of assets and related liabilities classified as held for sale in discontinued operations.

**ASSETS HELD FOR SALE IN DISCONTINUED OPERATIONS**

(Dollars in millions)

	December 31, 2019
Cash and cash equivalents	\$ 74
Restricted cash <sup>(1)</sup>	1
Accounts receivable, net	303
Due from unconsolidated affiliates	2
Inventories	36
Other current assets	29
Current assets	<u>\$ 445</u>
Due from unconsolidated affiliates	\$ 54
Goodwill and other intangible assets	801
Property, plant and equipment, net	2,618
Other noncurrent assets	40
Noncurrent assets	<u>\$ 3,513</u>
Short-term debt	\$ 52
Accounts payable	201
Current portion of long-term debt and finance leases	85
Other current liabilities	106
Current liabilities	<u>\$ 444</u>
Long-term debt and finance leases	\$ 702
Deferred income taxes	284
Other noncurrent liabilities	66
Noncurrent liabilities	<u>\$ 1,052</u>

<sup>(1)</sup> Primarily represents funds held in accordance with Peruvian tax law.

As a result of the sales of our South American businesses, in 2020, we reclassified \$645 million of cumulative foreign currency translation losses from AOCI to Gain on Sale of Discontinued Operations, which is included in Income from Discontinued Operations, Net of Income Tax, on the Sempra Energy Consolidated Statements of Operations.

**NOTE 6. INVESTMENTS IN UNCONSOLIDATED ENTITIES**

We generally account for investments under the equity method when we have significant influence over, but do not have control of, these entities. Equity earnings and losses, both before and net of income tax, are combined and presented as Equity Earnings on the Consolidated Statements of Operations.

Our equity method investments include various domestic and foreign entities. Our domestic equity method investees are typically partnerships that are pass-through entities for income tax purposes and therefore they do not record income tax. Sempra Energy's income tax on earnings from these equity method investees, other than Oncor Holdings as we discuss below, is included in Income Tax (Expense) Benefit on the Consolidated Statements of Operations. Our foreign equity method investees are generally corporations whose operations are taxable on a standalone basis in the countries in which they operate, and we recognize our equity in such income or loss net of investee income tax. See Note 8 for information on how equity earnings and losses before income taxes are factored into the calculations of our pretax income or loss and ETR.

We provide the carrying values of our investments and earnings (losses) on these investments in the following tables.

**EQUITY METHOD AND OTHER INVESTMENT BALANCES**

(Dollars in millions)

Percent ownership		December 31,	
December 31,		December 31,	
2020	2019	2020	2019

**Sempra Texas Utilities:**

Oncor Holdings<sup>(1)</sup>

100 %      100 %      \$ 12,440      \$ 11,519

**Sempra Texas Utilities:**

Sharyland Holdings<sup>(2)</sup>

50      50      \$ 102      \$ 100

**Sempra Mexico:**

ESJ<sup>(3)</sup>

50      50      34      39

IMG JV<sup>(4)</sup>

40      40      440      337

TAG JV<sup>(5)</sup>

50      50      378      365

**Sempra LNG:**

Cameron LNG JV<sup>(6)</sup>

50.2      50.2      433      1,256

Total other equity method investments

1,387      2,097

Other

1      6

**Total other investments**

**\$ 1,388      \$ 2,103**

- (1) The carrying value of our equity method investment is \$2,833 million and \$2,823 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee at December 31, 2020 and 2019, respectively, due to \$2,868 million of equity method goodwill and \$69 million in basis differences in AOCI, offset by \$104 million at December 31, 2020 and \$114 million at December 31, 2019 due to a tax sharing liability to TTI under a tax sharing agreement.
- (2) The carrying value of our equity method investment is \$42 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee due to equity method goodwill.
- (3) The carrying value of our equity method investment is \$12 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee due to the remeasurement of our retained investment to fair value in 2014.
- (4) The carrying value of our equity method investment is \$5 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee due to guarantees.
- (5) The carrying value of our equity method investment is \$130 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee due to equity method goodwill.
- (6) The carrying value of our equity method investment is \$259 million and \$263 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee at December 31, 2020 and 2019, respectively, primarily due to guarantees, which we discuss below, interest capitalized on the investment prior to the JV commencing its planned principal operations in August 2019 and amortization of guarantee fees and capitalized interest thereafter.

## EARNINGS (LOSSES) FROM EQUITY METHOD INVESTMENTS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>EARNINGS (LOSSES) RECORDED BEFORE INCOME TAX<sup>(1)</sup>:</b>			
<b>Sempra Texas Utilities:</b>			
Sharyland Holdings	\$ 3	\$ 2	\$ —
<b>Sempra LNG:</b>			
Cameron LNG JV	391	24	—
<b>Sempra Renewables:</b>			
Wind:			
Auwahi Wind	—	—	3
Broken Bow 2 Wind	—	—	(2)
Cedar Creek 2 Wind	—	—	(1)
Flat Ridge 2 Wind <sup>(2)</sup>	—	(3)	(178)
Fowler Ridge 2 Wind	—	5	3
Mehoopany Wind <sup>(2)</sup>	—	1	(30)
Solar:			
California solar partnership	—	—	8
Copper Mountain Solar 2	—	—	5
Copper Mountain Solar 3	—	—	8
Mesquite Solar 1	—	—	18
Other	—	2	(3)
<b>Parent and other:</b>			
RBS Sempra Commodities <sup>(2)</sup>	(100)	—	(67)
Other	—	(1)	—
	<u>294</u>	<u>30</u>	<u>(236)</u>
<b>EARNINGS RECORDED NET OF INCOME TAX:</b>			
<b>Sempra Texas Utilities:</b>			
Oncor Holdings	577	526	371
<b>Sempra Mexico:</b>			
ESJ	5	2	2
IMG JV	103	9	29
TAG JV	36	13	9
	<u>721</u>	<u>550</u>	<u>411</u>
<b>Total</b>	<b>\$ 1,015</b>	<b>\$ 580</b>	<b>\$ 175</b>

<sup>(1)</sup> We provide our ETR calculation in Note 8.

<sup>(2)</sup> Losses from equity method investment in 2018 include an other-than-temporary impairment charge, which we discuss below.

We disclose distributions received from our investments, by segment, in the table below.

## DISTRIBUTIONS FROM INVESTMENTS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Sempra Texas Utilities	\$ 286	\$ 246	\$ 149
Sempra Mexico	8	2	—
Sempra LNG	1,168	—	—
Sempra Renewables	—	1	63
Parent and other	—	7	—
<b>Total</b>	<b>\$ 1,462</b>	<b>\$ 256</b>	<b>\$ 212</b>

At December 31, 2020 and 2019, our share of the undistributed earnings of equity method investments was \$1.1 billion and \$634 million, respectively, including \$792 million at December 31, 2020 in undistributed earnings from investments for which we have more than 50% equity interests.



**Oncor Holdings**

As we discuss in Note 5, in March 2018, we completed the acquisition of an indirect, 100% interest in Oncor Holdings, which owns an 80.25% interest in Oncor. Sempra Energy does not control Oncor Holdings or Oncor, and the ring-fencing measures, governance mechanisms and commitments in effect limit our ability to direct the management, policies and operations of Oncor Holdings and Oncor, including the deployment or disposition of their assets, declarations of dividends, strategic planning and other important corporate issues and actions. We also have limited representation on the Oncor Holdings and Oncor boards of directors. As we do not have the power to direct the significant activities of Oncor Holdings and Oncor, we account for our 100% ownership interest in Oncor Holdings as an equity method investment.

Oncor is a domestic partnership for U.S. federal income tax purposes and is not included in the consolidated income tax return of Sempra Energy. Rather, only our pretax equity earnings from our investment in Oncor Holdings (a disregarded entity for tax purposes) are included in our consolidated income tax return. A tax sharing agreement with TTI, Oncor Holdings and Oncor provides for the calculation of an income tax liability substantially as if Oncor Holdings and Oncor were taxed as corporations and requires tax payments determined on that basis. While partnerships are not subject to income taxes, in consideration of the tax sharing agreement and Oncor being subject to the provisions of U.S. GAAP governing rate-regulated operations, Oncor recognizes amounts determined under cost-based regulatory rate-setting processes (with such costs including income taxes), as if it were taxed as a corporation. As a result, since Oncor Holdings consolidates Oncor, we recognize equity earnings from our investment in Oncor Holdings net of its recorded income tax.

We provide summarized income statement and balance sheet information for Oncor Holdings in the following table.

**SUMMARIZED FINANCIAL INFORMATION – ONCOR HOLDINGS***(Dollars in millions)*

	Year ended December 31,		March 9 - December 31,	
	2020	2019	2018	
Operating revenues	\$ 4,511	\$ 4,347	\$ 3,347	
Operating expense	(3,224)	(3,135)	(2,434)	
Income from operations	1,287	1,212	913	
Interest expense	(405)	(375)	(285)	
Income tax expense	(146)	(131)	(119)	
Net income	703	643	455	
Noncontrolling interest held by TTI	(141)	(129)	(94)	
Earnings attributable to Sempra Energy	562	514	360	

	At December 31,	
	2020	2019
Current assets	\$ 1,045	\$ 913
Noncurrent assets	28,022	26,012
Current liabilities	1,120	1,626
Noncurrent liabilities	15,611	14,125
Noncontrolling interest held by TTI	2,737	2,473

In 2020 and 2019, Sempra Energy contributed \$632 million and \$1,587 million, respectively, to Oncor Holdings, including \$1,067 million in 2019 to fund Oncor's May 2019 acquisition of interests in InfraREIT and certain acquisition-related expenses. In 2018, Sempra Energy contributed \$230 million in cash to Oncor Holdings.

**Sharyland Holdings**

As we discuss in Note 5, in May 2019, we acquired an indirect, 50% interest in Sharyland Holdings, which owns a 100% interest in Sharyland Utilities, for \$95 million, net of \$7 million in post-closing adjustments, which we account for as an equity method investment. In 2019, we invested cash of \$3 million in Sharyland Holdings.



## SEMPRA MEXICO



### *ESJ*

As we discuss in Note 5, in February 2021, IEnova agreed to acquire Saavi Energía's 50% interest in ESJ for approximately \$83 million. At December 31, 2020, IEnova owned a 50% interest in ESJ, which is accounted for as an equity method investment. Upon completion of the acquisition, IEnova will own 100% of ESJ and will consolidate it. We expect to complete the acquisition in the first half of 2021, subject to various closing conditions, including authorizations from the FERC and COFECE.

### *IMG JV*

IEnova has a 40% interest in IMG JV, a JV with a subsidiary of TC Energy, and accounts for its interest as an equity method investment. IMG JV owns and operates the Sur de Texas-Tuxpan natural gas marine pipeline, which is fully contracted under a 35-year natural gas transportation service contract with the CFE and commenced commercial operation in September 2019. In 2018, Semptra Mexico invested cash of \$80 million in IMG JV.

## SEMPRA LNG

### *Cameron LNG JV*

Cameron LNG JV was formed in October 2014 among Semptra Energy and three project partners, TOTAL SE, Mitsui & Co., Ltd., and Japan LNG Investment, LLC, a company jointly owned by Mitsubishi Corporation and Nippon Yusen Kabushiki Kaisha. We account for our 50.2% investment in Cameron LNG JV under the equity method.

Cameron LNG JV operates a three-train natural gas liquefaction export facility with a nameplate capacity of 13.9 Mtpa of LNG, with an export capacity of 12 Mtpa of LNG, or approximately 1.7 Bcf per day. Cameron LNG JV achieved commercial operations of Train 1, Train 2 and Train 3 under its tolling agreements in August 2019, February 2020 and August 2020, respectively. Prior to commencing full commercial operation, Semptra LNG capitalized interest of \$33 million in 2019 and \$47 million in 2018 related to this equity method investment. In 2020, 2019 and 2018, Semptra LNG contributed \$54 million, \$77 million and \$228 million, respectively, to Cameron LNG JV.

### *Cameron LNG JV Financing*

**General.** In August 2014, Cameron LNG JV entered into finance documents (collectively, Loan Facility Agreements) for senior secured financing in an initial aggregate principal amount of up to \$7.4 billion under three debt facilities provided by the Japan Bank for International Cooperation (JBIC) and 29 international commercial banks, some of which will benefit from insurance coverage provided by Nippon Export and Investment Insurance (NEXI).

The Loan Facility Agreements and related finance documents provide senior secured term loans with a maturity date of July 15, 2030. The proceeds of the loans were used for financing the cost of development and construction of the three-train Cameron LNG project. The Loan Facility Agreements and related finance documents contain customary representations and affirmative and negative covenants for project finance facilities of this kind with the lenders of the type participating in the Cameron LNG JV financing.

In December 2019, Cameron LNG JV refinanced the commercial bank portion of the Loan Facility Agreements not covered by NEXI with \$3.0 billion of senior secured notes issued in a private placement bond offering. The senior secured notes bear interest at a weighted-average fixed rate of 3.39% at December 31, 2020 with a weighted-average tenor of 15.4 years.

**Interest.** The weighted-average all-in cost of the loans that remain outstanding under the original Loan Facility Agreements (and based on certain assumptions as to timing of drawdown) is 0.98% per annum over LIBOR prior to financial completion of the project and 1.22% per annum over LIBOR following financial completion of the project. The original Loan Facility Agreements required Cameron LNG JV to hedge 50% of outstanding borrowings to fix the interest rate, beginning in 2016. The hedges are to remain in place until the debt principal has been amortized by 50%. In November 2014, Cameron LNG JV entered into floating-to-fixed interest rate swaps for approximately \$3.7 billion notional amount, resulting in an effective fixed rate of 3.19% for the

LIBOR component of the interest rate on the loans. In June 2015, Cameron LNG JV entered into additional floating-to-fixed interest rate swaps effective starting in 2020, for approximately \$1.5 billion notional amount, resulting in an effective fixed rate of 3.32% for the LIBOR component of the interest rate on the loans. In December 2019, approximately \$790 million of the \$1.5 billion notional amount was terminated as a result of the refinancing, resulting in an effective fixed rate of 3.26% for the LIBOR component of the interest rate on the remaining loans outstanding.

The weighted-average all-in cost of the loans outstanding under the original Loan Facility Agreements and the newly issued senior secured notes is 3.72%.

**Guarantees.** In August 2014 and December 2019, Sempra Energy entered into agreements for the benefit of all of Cameron LNG JV's creditors under the original Loan Facility Agreements and the newly issued senior secured notes, respectively. Pursuant to these agreements, Sempra Energy has severally guaranteed 50.2% of Cameron LNG JV's obligations under the original Loan Facility Agreements and the newly issued senior secured notes, or a maximum amount of \$4.0 billion. Guarantees for the remaining 49.8% of Cameron LNG JV's senior secured financing have been provided by the other project owners. Sempra Energy's agreements and guarantees will terminate upon financial completion of the three-train liquefaction project, which is subject to satisfaction of certain conditions, including all three trains achieving commercial operations and meeting certain operational performance tests that are currently underway. We expect the project to achieve financial completion and the guarantees to be terminated in the first half of 2021, but this timing could be delayed, perhaps substantially, if these operational performance tests are not completed due to weather-related events, other events or other factors beyond our control. Sempra Energy recorded a liability of \$82 million in October 2014 for the fair value of its obligations associated with the original Loan Facility Agreements, which constitute guarantees. This liability was fully amortized at December 31, 2019. Sempra Energy recorded a liability of \$3 million in December 2019, with an associated carrying value of \$1 million at December 31, 2020, for the fair value of its obligations associated with Cameron LNG JV's newly issued senior secured notes, which also constitute guarantees. This liability will be reduced on a straight-line basis over the duration of the guarantees by decreasing our investment in Cameron LNG JV.

In August 2014, Sempra Energy and the other project owners entered into a transfer restrictions agreement with Société Générale, as intercreditor agent for the lenders under the Loan Facility Agreements. Pursuant to the transfer restriction agreement, Sempra Energy agreed to certain restrictions on its ability to dispose of Sempra Energy's indirect fully diluted economic and beneficial ownership interests in Cameron LNG JV. These restrictions vary over time. Prior to financial completion of the three-train Cameron LNG project, Sempra Energy must retain 37.65% of such interest in Cameron LNG JV. Starting six months after financial completion of the three-train Cameron LNG project, Sempra Energy must retain at least 10% of the indirect fully diluted economic and beneficial ownership interest in Cameron LNG JV. In addition, at all times, a Sempra Energy controlled (but not necessarily wholly owned) subsidiary must directly own 50.2% of the membership interests of Cameron LNG JV.

**Events of Default.** Cameron LNG JV's Loan Facility Agreements and related finance documents contain events of default customary for such financings, including events of default for: failure to pay principal and interest on the due date; insolvency of Cameron LNG JV; abandonment of the project; expropriation; unenforceability or termination of the finance documents; and a failure to achieve financial completion of the project by a financial completion deadline date of September 30, 2021 (with up to an additional 365 days extension beyond such date permitted in cases of force majeure). A delay that results in failure to achieve financial completion by September 30, 2021 would result in an event of default under Cameron LNG JV's financing agreements and a potential demand of up to \$4.0 billion on Sempra Energy's guarantees. Further, pursuant to the financing agreements, Cameron LNG JV is restricted from making distributions to its project owners, including Sempra LNG, from January 1, 2021 until the earlier of September 30, 2021 and the achievement of financial completion.

**Security.** To support Cameron LNG JV's obligations under its debt agreements, Cameron LNG JV has granted security over all of its assets, subject to customary exceptions, and all equity interests in Cameron LNG JV have been pledged to HSBC Bank USA, National Association, as security trustee for the benefit of all of Cameron LNG JV's creditors. As a result, an enforcement action by the lenders taken in accordance with the finance documents could result in the exercise of such security interests by the lenders and the loss of ownership interests in Cameron LNG JV by Sempra Energy and the other project partners.

The security trustee under Cameron LNG JV's financing can demand that a payment be made by Semptra Energy under its guarantees of Semptra Energy's 50.2% share of senior debt obligations due and payable either on the date such amounts were due from Cameron LNG JV (taking into account cure periods) in the event of a failure by Cameron LNG JV to pay such senior debt obligations when they become due or within 10 business days in the event of an acceleration of senior debt obligations under the terms of the finance documents. If an event of default occurs under the Semptra Energy completion agreement, the security trustee can demand that Semptra Energy purchase its 50.2% share of all then outstanding senior debt obligations within five business days (other than in the case of a bankruptcy default, which is automatic).

**COPY SIMPLE**

### ***Sempra Energy Support Agreement for CFIN***

In July 2020, CFIN entered into a financing arrangement with Cameron LNG JV's four project owners and received aggregate proceeds of \$1.5 billion from two project owners and from external lenders on behalf of the other two project owners (collectively, the affiliate loans), based on their proportionate ownership interest in Cameron LNG JV. CFIN used the proceeds from the affiliate loans to provide a loan to Cameron LNG JV. The affiliate loans mature in 2039. Principal and interest will be paid from Cameron LNG JV's project cash flows from its three-train natural gas liquefaction facility. Cameron LNG JV used the proceeds from its loan to return equity to its project owners. Sempra Energy used its \$753 million share of the proceeds for working capital and other general corporate purposes, including the repayment of indebtedness.

Sempra Energy's \$753 million proportionate share of the affiliate loans, based on its 50.2% ownership interest in Cameron LNG JV, was funded by external lenders comprised of a syndicate of eight banks (the bank debt) to whom Sempra Energy has provided a guarantee pursuant to a Support Agreement. Under the terms of the Support Agreement, Sempra Energy has severally guaranteed repayment of the bank debt plus accrued and unpaid interest if CFIN fails to pay the external lenders. Additionally, the external lenders may exercise an option to put the bank debt to Sempra Energy on every one-year anniversary of the closing of the affiliate loans, as well as upon the occurrence of certain events, including a failure by CFIN to meet its payment obligations under the bank debt. In addition, some or all of the bank debt will be transferred by each external lender back to Sempra Energy on the five-year anniversary of the affiliate loans, unless the external lenders elect to waive their transfer rights six months prior to the five-year anniversary of the affiliate loans. Sempra Energy also has a right to call the bank debt back from, or to refinance the bank debt with, the external lenders at any time. The Support Agreement will terminate upon full repayment of the bank debt, including repayment following an event in which the bank debt is put to Sempra Energy. In exchange for this guarantee, the external lenders will pay a guarantee fee that is based on the credit rating of Sempra Energy's long-term senior unsecured non-credit enhanced debt rating, which guarantee fee Sempra LNG will recognize as interest income as earned. Sempra Energy's maximum exposure to loss is the bank debt plus any accrued and unpaid interest and related fees, subject to a liability cap of 130% of the bank debt, or \$979 million. We measure the Support Agreement at fair value, net of related guarantee fees, on a recurring basis (see Note 12). At December 31, 2020, the fair value of the Support Agreement was \$3 million, of which \$7 million is included in Other Current Assets offset by \$4 million included in Deferred Credits and Other on the Sempra Energy Consolidated Balance Sheet.

### **SEMPRA RENEWABLES**

As a result of the plan of sale, Sempra Renewables recorded an other-than-temporary impairment on certain of its wind equity method investments totaling \$200 million in 2018, which is included in Equity Earnings on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations. Sempra Renewables completed the sales of all its operating solar assets, including its solar equity method investments and one wind equity method investment, in December 2018 and its remaining wind assets and investments in April 2019. We discuss these divestitures further in Note 5.

In 2018, Sempra Renewables invested cash of \$5 million in its unconsolidated JVs.

### **RBS SEMPra COMMODITIES**

RBS Sempra Commodities is a United Kingdom limited liability partnership formed by Sempra Energy and RBS in 2008 to own and operate the commodities-marketing businesses previously operated through wholly owned subsidiaries of Sempra Energy. We and RBS sold substantially all of the partnership's businesses and assets in four separate transactions completed in 2010 and 2011. Since 2011, our investment balance has reflected our share of the remaining partnership assets, including amounts retained by the partnership to help offset unanticipated future general and administrative costs necessary to complete the dissolution of the partnership and the distribution of the partnership's remaining assets, if any. We account for our investment in RBS Sempra Commodities under the equity method.

In September 2018, we fully impaired our remaining equity method investment in RBS Sempra Commodities by recording a charge of \$65 million in Equity Earnings on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations. In 2020, we recorded a



charge of \$100 million in Equity Earnings on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations for losses from our investment in RBS Sempra Commodities. We recognized a corresponding liability of \$25 million in Other Current Liabilities and \$75 million in Deferred Credits and Other for our share of estimated losses in excess of the carrying value of our equity method investment. We discuss matters related to RBS Sempra Commodities further in "Other Litigation" in Note 16.



## SUMMARIZED FINANCIAL INFORMATION

We present summarized financial information below, aggregated for all other equity method investments (excluding Oncor Holdings) for the periods in which we were invested in the entities. The amounts below represent the results of operations and aggregate financial position of 100% of each of Sempra Energy's other equity method investments.

### SUMMARIZED FINANCIAL INFORMATION – OTHER EQUITY METHOD INVESTMENTS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>
Gross revenues	\$ 2,341	\$ 798	\$ 706
Operating expense	(706)	(372)	(609)
Income from operations	1,635	426	97
Interest expense	(514)	(401)	(322)
Net income (loss)/Earnings (losses) <sup>(3)</sup>	1,132	85	(36)

	At December 31,	
	2020	2019 <sup>(1)</sup>
Current assets	\$ 1,035	\$ 1,124
Noncurrent assets	15,304	15,039
Current liabilities	1,342	1,232
Noncurrent liabilities	12,863	11,438

<sup>(1)</sup> On April 22, 2019, Sempra Renewables sold its remaining wind assets and investments. As of April 22, 2019, these wind assets and investments are no longer equity method investments.

<sup>(2)</sup> On December 13, 2018, Sempra Renewables sold all its operating solar assets, including its solar equity method investments, and its 50% interest in the Broken Bow 2 wind power generation facility. As of December 13, 2018, the solar equity method investments and Broken Bow 2 are no longer equity method investments.

<sup>(3)</sup> Except for our investments in Mexico, there was no income tax recorded by the entities, as they are primarily domestic partnerships.

## NOTE 7. DEBT AND CREDIT FACILITIES



### LINES OF CREDIT

#### *Primary U.S. Committed Lines of Credit*

At December 31, 2020, Sempra Energy Consolidated had an aggregate capacity of \$6.7 billion in four primary U.S. committed lines of credit, which provide liquidity and support commercial paper.

#### PRIMARY U.S. COMMITTED LINES OF CREDIT

(Dollars in millions)

	At December 31, 2020		
	Total facility	Commercial paper outstanding <sup>(1)</sup>	Available unused credit
Sempra Energy <sup>(2)</sup>	\$ 1,250	\$ —	1,250
Sempra Global	3,185	—	3,185
SDG&E <sup>(3)</sup>	1,500	—	1,500
SoCalGas <sup>(3)(4)</sup>	750	(113)	637
<b>Total</b>	<b>\$ 6,685</b>	<b>\$ (113)</b>	<b>\$ 6,572</b>

<sup>(1)</sup> Because the commercial paper programs are supported by these lines, we reflect the amount of commercial paper outstanding as a reduction to the available unused credit.

<sup>(2)</sup> The facility also provides for issuance of \$200 million of letters of credit on behalf of Sempra Energy with the amount of borrowings otherwise available under the facility reduced by the amount of outstanding letters of credit. Subject to obtaining commitments from existing or new lenders and satisfaction of other specified conditions, Sempra Energy has the right to increase the letter of credit commitment up to \$500 million. No letters of credit were outstanding at December 31, 2020.

<sup>(3)</sup> The facility also provides for issuance of \$100 million of letters of credit on behalf of the borrowing utility with the amount of borrowings otherwise available under the facility reduced by the amount of outstanding letters of credit. Subject to obtaining commitments from existing or new lenders and satisfaction of other specified conditions, the borrowing utility has the right to increase the letter of credit commitment up to \$250 million. No letters of credit were outstanding at December 31, 2020.

<sup>(4)</sup> Commercial paper outstanding is before reductions of a negligible amount of unamortized discount.

The principal terms of the primary U.S. committed lines of credit in the table above include the following:

- Each is a 5-year syndicated revolving credit agreement expiring in May 2024.
- Citibank N.A. serves as administrative agent for the Sempra Energy and Sempra Global facilities and JPMorgan Chase Bank, N.A. serves as administrative agent for the SDG&E and SoCalGas facilities.
- Each facility has a syndicate of 23 lenders. No single lender has greater than a 6% share in any facility.
- Borrowings bear interest at benchmark rates plus a margin that varies with Sempra Energy's credit ratings in the case of the Sempra Energy and Sempra Global lines of credit, and with the borrowing utility's credit rating in the case of SDG&E's and SoCalGas' lines of credit.
- Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas each must maintain a ratio of indebtedness to total capitalization (as defined in each of the applicable credit facilities) of no more than 65% at the end of each quarter. At December 31, 2020, each entity was in compliance with this ratio and all other financial covenants under its respective credit facility.
- Sempra Energy guarantees Sempra Global's obligations under its credit facility.

### Foreign Committed Lines of Credit

Our foreign operations in Mexico have additional committed lines of credit aggregating \$1.8 billion at December 31, 2020. The principal terms of these credit facilities are described below.

FOREIGN COMMITTED LINES OF CREDIT			
(U.S. dollar equivalent in millions)			
Expiration date of facility	December 31, 2020		
	Total facility	Amounts outstanding	Available unused credit
February 2024 <sup>(1)</sup>	\$ 1,500	\$ (392)	\$ 1,108
September 2021 <sup>(2)</sup>	280	(280)	—
<b>Total</b>	<b>\$ 1,780</b>	<b>\$ (672)</b>	<b>\$ 1,108</b>

<sup>(1)</sup> Five-year revolving credit facility with a syndicate of 10 lenders. Borrowings bear interest at a per annum rate equal to 3-month LIBOR plus 80 bps.

<sup>(2)</sup> Two-year revolving credit facility with The Bank of Nova Scotia. Borrowings may be made for up to two years from September 23, 2019 in U.S. dollars. Borrowings bear interest at a per annum rate equal to 3-month LIBOR plus 54 bps.

In addition to its committed lines of credit, in October 2020, IEnova entered into a three-year \$20 million uncommitted revolving credit facility with Scotiabank Inverlat S.A. (borrowings may be made in either U.S. dollars or Mexican pesos) and a three-year \$100 million uncommitted revolving credit facility with The Bank of Nova Scotia (borrowings may only be made in U.S. dollars). At December 31, 2020, available unused credit on these lines was \$20 million.

### Letters of Credit

Outside of our domestic and foreign committed credit facilities, we have bilateral unsecured standby letter of credit capacity with select lenders that is uncommitted and supported by reimbursement agreements. At December 31, 2020, we had approximately \$508 million in standby letters of credit outstanding under these agreements.

### TERM LOAN

In March 2020 and April 2020, Sempra Energy borrowed a total of \$1,599 million, net of \$1 million of debt discounts and issuance costs, under a 364-day term loan, which had a maturity date of March 16, 2021 with an option to extend the maturity date to September 16, 2021, subject to receiving the consent of the lenders. Sempra Energy used the proceeds from the term loan to repay borrowings on its committed lines of credit and for other general corporate purposes. This term loan was repaid in full in September 2020.

### WEIGHTED-AVERAGE INTEREST RATES

The weighted-average interest rates on the total short-term debt at December 31, 2020 and 2019 were as follows:

	December 31,	
	2020	2019
Sempra Energy Consolidated	0.83 %	2.31 %
SDG&E	—	1.97
SoCalGas	0.14	1.86



## LONG-TERM DEBT

The following tables show the detail and maturities of long-term debt outstanding:

LONG-TERM DEBT AND FINANCE LEASES		December 31,	
(Dollars in millions)		2020	2019
<b>SDG&amp;E:</b>			
First mortgage bonds (collateralized by plant assets):			
3% August 15, 2021	\$	350	\$ 350
1.914% payable 2015 through February 2022		53	89
3.6% September 1, 2023		450	450
2.5% May 15, 2026		500	500
6% June 1, 2026		250	250
1.7% October 1, 2030		800	—
5.875% January and February 2034 <sup>(1)</sup>		—	176
5.35% May 15, 2035		250	250
6.125% September 15, 2037		250	250
4% May 1, 2039 <sup>(1)</sup>		—	75
6% June 1, 2039		300	300
5.35% May 15, 2040		250	250
4.5% August 15, 2040		500	500
3.95% November 15, 2041		250	250
4.3% April 1, 2042		250	250
3.75% June 1, 2047		400	400
4.15% May 15, 2048		400	400
4.1% June 15, 2049		400	400
3.32% April 15, 2050		400	—
		<u>6,053</u>	<u>5,140</u>
Other long-term debt (uncollateralized):			
Variable rate (0.95% at December 31, 2020) 364-day term loan March 18, 2021 <sup>(1)</sup>		200	—
Finance lease obligations:			
Purchased-power contracts		1,237	1,255
Other		<u>39</u>	<u>15</u>
		<u>1,476</u>	<u>1,270</u>
		<u>7,529</u>	<u>6,410</u>
Current portion of long-term debt		(611)	(56)
Unamortized discount on long-term debt		(13)	(12)
Unamortized debt issuance costs		<u>(39)</u>	<u>(36)</u>
Total SDG&E		<u>6,866</u>	<u>6,306</u>
<b>SoCalGas:</b>			
First mortgage bonds (collateralized by plant assets):			
3.15% September 15, 2024	\$	500	\$ 500
3.2% June 15, 2025		350	350
2.6% June 15, 2026		500	500
2.55% February 1, 2030		650	—
5.75% November 15, 2035		250	250
5.125% November 15, 2040		300	300
3.75% September 15, 2042		350	350
4.45% March 15, 2044		250	250
4.125% June 1, 2048		400	400
4.3% January 15, 2049		550	550
3.95% February 15, 2050		<u>350</u>	<u>350</u>
		<u>4,450</u>	<u>3,800</u>
Other long-term debt (uncollateralized):			
Notes at variable rates (0.57% at December 31, 2020) September 14, 2023 <sup>(1)</sup>		300	—
1.875% Notes May 14, 2026 <sup>(1)</sup>		4	4
5.67% Notes January 18, 2028		5	5
Finance lease obligations			
		<u>54</u>	<u>19</u>
		<u>363</u>	<u>28</u>
		<u>4,813</u>	<u>3,828</u>
Current portion of long-term debt		(10)	(6)
Unamortized discount on long-term debt		(8)	(7)
Unamortized debt issuance costs		<u>(32)</u>	<u>(27)</u>
Total SoCalGas		<u>4,763</u>	<u>3,788</u>

**LONG-TERM DEBT AND FINANCE LEASES (CONTINUED)**

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2020	2019
<b>Sempra Enerov:</b>		
Other long-term debt (uncollateralized):		
2.4% Notes February 1, 2020	—	500
2.4% Notes March 15, 2020	—	500
2.85% Notes November 15, 2020	—	400
Notes at variable rates (2.50% at December 31, 2019), January 15, 2021 <sup>(1)</sup>	—	700
Notes at variable rates (3.069% after floating-to-fixed rate swaps effective 2019), March 15, 2021	850	850
2.875% Notes October 1, 2022	500	500
2.9% Notes February 1, 2023	500	500
4.05% Notes December 1, 2023	500	500
3.55% Notes June 15, 2024	500	500
3.75% Notes November 15, 2025	350	350
3.25% Notes June 15, 2027	750	750
3.4% Notes February 1, 2028	1,000	1,000
3.8% Notes February 1, 2038	1,000	1,000
6% Notes October 15, 2039	750	750
4% Notes February 1, 2048	800	800
5.75% Junior Subordinated Notes July 1, 2079 <sup>(1)</sup>	758	758
<b>Sempra Mexico</b>		
Other long-term debt (uncollateralized unless otherwise noted):		
6.3% Notes February 2, 2023 (4.124% after cross-currency swap effective 2013)	197	207
Notes at variable rates (4.88% after floating-to-fixed rate swaps effective 2014), payable 2016 through December 2026, collateralized by plant assets	196	237
3.75% Notes January 14, 2028	300	300
Bank loans including \$234 at a weighted-average fixed rate of 6.87%; \$130 at variable rates (weighted-average rate of 6.54% after floating-to-fixed rate swaps effective 2014) and \$34 at variable rates (3.45% at December 31, 2020), payable 2016 through March 2032, collateralized by plant assets	398	423
4.875% Notes January 14, 2048	540	540
Loan at variable rates (5.75% at December 31, 2019), July 31, 2028 <sup>(1)</sup>	—	11
Loan at variable rates (4.0275% after floating-to-fixed rate swap effective 2019), payable 2022 through November 2034 <sup>(1)</sup>	200	200
4.75% notes January 15, 2051	800	—
Loan at variable rates (2.38% after floating-to-fixed rate swap effective 2020), payable November 2034 <sup>(1)</sup>	100	—
2.90% loan November 15, 2034 <sup>(1)</sup>	241	—
<b>Sempra LNG</b>		
Other long-term debt (uncollateralized):		
Notes at 2.87% to 3.51% October 1, 2026 <sup>(1)</sup>	—	22
Loan at variable rates (2.82% at December 31, 2020), December 9, 2025 <sup>(1)</sup>	17	—
	<u>11,247</u>	<u>12,298</u>
Current portion of long-term debt	(919)	(1,464)
Unamortized discount on long-term debt	(55)	(35)
Unamortized debt issuance costs	(121)	(108)
Total other Sempra Enerov	<u>10,152</u>	<u>10,691</u>
<b>Total Sempra Energy Consolidated</b>	<b>\$ 21,781</b>	<b>\$ 20,785</b>

<sup>(1)</sup> Callable long-term debt not subject to make-whole provisions.

**MATURITIES OF LONG-TERM DEBT<sup>(1)</sup>**

(Dollars in millions)

	SDG&E	SoCalGas	Other Sempra Energy	Total Sempra Energy Consolidated
2021	\$ 585	\$ —	\$ 919	\$ 1,504
2022	18	—	583	601
2023	450	300	1,281	2,031
2024	—	500	564	1,064
2025	—	350	461	811
Thereafter	5,200	3,609	7,439	16,248
<b>Total</b>	<b>\$ 6,253</b>	<b>\$ 4,759</b>	<b>\$ 11,247</b>	<b>\$ 22,259</b>

<sup>(1)</sup> Excludes finance lease obligations, discounts, and debt issuance costs.

Various long-term obligations totaling \$11.2 billion at Sempra Energy Consolidated at December 31, 2020 are unsecured. This includes unsecured long-term obligations totaling \$200 million at SDG&E and \$309 million at SoCalGas.

### **Callable Long-Term Debt**

At the option of Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas, certain debt at December 31, 2020 is callable subject to premiums:

#### **CALLABLE LONG-TERM DEBT**

(Dollars in millions)

	SDG&E	SoCalGas	Other Sempra Energy	Total Sempra Energy Consolidated
Not subject to make-whole provisions	\$ 200	\$ 304	\$ 1,299	\$ 1,803
Subject to make-whole provisions	6,053	4,450	8,503	19,006

### **First Mortgage Bonds**

The California Utilities issue first mortgage bonds secured by a lien on utility plant assets. The California Utilities may issue additional first mortgage bonds if in compliance with the provisions of their bond agreements (indentures). These indentures require, among other things, the satisfaction of pro forma earnings-coverage tests on first mortgage bond interest and the availability of sufficient mortgaged property to support the additional bonds, after giving effect to prior bond redemptions. The most restrictive of these tests (the property test) would permit the issuance, subject to CPUC authorization, of additional first mortgage bonds of \$6.5 billion at SDG&E and \$1.2 billion at SoCalGas at December 31, 2020.

#### **SDG&E**

In September 2020, SDG&E issued \$800 million of 1.70% first mortgage bonds maturing in 2030 and received proceeds of \$792 million (net of debt discount, underwriting discounts and debt issuance costs of \$8 million). SDG&E used a portion of the proceeds from the offering to redeem \$176 million, prior to a scheduled maturity in 2034, and \$75 million, prior to a scheduled maturity in 2039, of tax-exempt industrial development revenue refunding bonds in December 2020. SDG&E used the remaining proceeds for general corporate purposes, including repayment of commercial paper.

In April 2020, SDG&E issued \$400 million of 3.32% first mortgage bonds maturing in 2050 and received proceeds of \$395 million (net of debt discount, underwriting discounts and debt issuance costs of \$5 million). SDG&E used \$200 million of the proceeds from the offering to repay line of credit borrowings, and the remaining proceeds for working capital and other general corporate purposes.

#### **SoCalGas**

In January 2020, SoCalGas issued \$650 million of 2.55% first mortgage bonds maturing in 2030 and received proceeds of \$643 million (net of debt discount, underwriting discounts and debt issuance costs of \$7 million). SoCalGas used the proceeds from the offering to repay outstanding commercial paper and for other general corporate purposes.

### **Other Long-Term Debt**

#### **Sempra Energy**

In October 2020, Sempra Energy redeemed \$700 million of floating-rate notes, prior to a scheduled maturity in January 2021, utilizing a portion of the proceeds received from the sales of our South American businesses.

#### **SDG&E**

In March 2020, SDG&E borrowed \$200 million under a 364-day term loan, which has a maturity date of March 18, 2021 with an option to extend the maturity date to September 17, 2021, subject to receiving the consent of the lenders. Borrowings bear interest at benchmark rates plus 80 bps (0.95% at December 31, 2020). The term loan provides SDG&E with additional liquidity outside of its committed line of credit. SDG&E classified this term loan as long-term debt based on management's intent and ability to maintain this level of borrowing on a long-term basis by issuing long-term debt. At December 31, 2020, this term loan was

included in Current Portion of Long-Term Debt and Finance Leases on SDG&E's and Sempra Energy's Consolidated Balance Sheets.

**COPIA SIMPLE**



In the first quarter of 2020, SDG&E borrowed \$200 million from its line of credit and classified it as long-term debt based on management's intent and ability to maintain this level of borrowing on a long-term basis either supported by this credit facility or by issuing long-term debt. In the second quarter of 2020, SDG&E repaid these borrowings with proceeds from the issuance of first mortgage bonds, which we discuss above.

### *SoCalGas*

In September 2020, SoCalGas issued \$300 million of senior unsecured floating rate notes maturing in 2023 and received proceeds of \$298 million (net of underwriting discounts and debt issuance costs of \$2 million). The notes bear interest at a per annum rate equal to the 3-month LIBOR rate (or, under certain circumstances, a benchmark replacement rate), reset quarterly, plus 35 bps. SoCalGas may, at its option, redeem some or all of the floating rate notes at any time on or after March 14, 2021 at a redemption price equal to 100% of the principal amount of, plus accrued and unpaid interest on, the notes being redeemed. SoCalGas used the proceeds from the offering for general corporate purposes, including repayment of commercial paper.

### *Sempra Mexico*

In September 2020, IEnova offered and sold in a private placement \$800 million of 4.75% senior unsecured notes maturing in 2051 and received proceeds of \$770 million (net of debt discount, underwriting discounts and debt issuance costs of \$30 million). IEnova used the proceeds from the offering to repay line of credit borrowings and for other general corporate purposes.

In November 2019, IEnova entered into a financing agreement with International Finance Corporation and North American Development Bank to finance and/or refinance the construction of solar generation projects in Mexico. Under this agreement, in April 2020, IEnova borrowed \$100 million from Japan International Cooperation Agency, with loan proceeds of \$98 million (net of debt issuance costs of \$2 million). The loan matures in November 2034 and bears interest based on 6-month LIBOR plus 150 bps. In April 2020, IEnova entered into a floating-to-fixed interest rate swap, resulting in a fixed rate of 2.38%. Also under the financing agreement, in June 2020, IEnova borrowed \$241 million from U.S. International Development Finance Corporation, with loan proceeds of \$236 million (net of debt issuance costs of \$5 million). The loan matures in November 2034 and bears interest at a fixed rate of 2.90%.

### *Sempra LNG*

In December 2020, ECA LNG Phase 1 entered into a five-year loan agreement with a syndicate of nine banks for an aggregate principal amount of up to \$1.6 billion, of which \$17 million was outstanding as of December 31, 2020. Proceeds from the loan are being used to finance the cost of development and construction of a one-train natural gas liquefaction export facility with a nameplate capacity of 3.25 Mtpa and initial offtake capacity of approximately 2.5 Mtpa. The loan matures in December 2025 and bears interest at a weighted-average blended rate of 2.70% plus a benchmark interest rate per annum equal to (a) the LIBOR for such interest period divided by (b) one minus the Eurodollar Reserve Percentage; provided that in no event shall the benchmark at any time be less than 0% per annum. ECA LNG Phase 1 may elect for each calendar quarter (i) three successive interest periods of one month or (ii) a single interest period of three months. Sempra Energy, IEnova and TOTAL SE have provided guarantees for repayment of the loans plus accrued and unpaid interest based on their proportionate ownership interest in ECA LNG Phase 1 of 41.7%, 41.7% and 16.6%, respectively. The effective interest rate of the loan is based on the interest payments made to external lenders and guarantee payments made to TOTAL SE as a guarantor.

As we discuss in "Shareholders' Equity and Noncontrolling Interests – Other Noncontrolling Interests – Sempra LNG" in Note 14, notes payable totaling \$22 million due October 1, 2026 were converted to equity by the minority partner in Liberty Gas Storage LLC and are no longer outstanding.



## NOTE 8. INCOME TAXES

We provide our calculations of ETRs in the following table.

### INCOME TAX EXPENSE (BENEFIT) AND EFFECTIVE INCOME TAX RATES

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Income tax expense (benefit) from continuing operations	\$ 249	\$ 315	\$ (49)
Income from continuing operations before income taxes and equity earnings	\$ 1,489	\$ 1,734	\$ 714
Equity earnings (losses), before income tax <sup>(1)</sup>	294	30	(236)
Pretax income	\$ 1,783	\$ 1,764	\$ 478
Effective income tax rate	14 %	18 %	(10)%
<b>SDG&amp;E:</b>			
Income tax expense	\$ 190	\$ 171	\$ 173
Income before income taxes	\$ 1,014	\$ 945	\$ 849
Effective income tax rate	19 %	18 %	20 %
<b>SoCalGas:</b>			
Income tax expense	\$ 96	\$ 120	\$ 92
Income before income taxes	\$ 601	\$ 762	\$ 493
Effective income tax rate	16 %	16 %	19 %

<sup>(1)</sup> We discuss how we recognize equity earnings in Note 6.

For SDG&E and SoCalGas, the CPUC requires flow-through rate-making treatment for the current income tax benefit or expense arising from certain property-related and other temporary differences between the treatment for financial reporting and income tax, which will reverse over time. Under the regulatory accounting treatment required for these flow-through temporary differences, deferred income tax assets and liabilities are not recorded to deferred income tax expense, but rather to a regulatory asset or liability, which impacts the ETR. As a result, changes in the relative size of these items compared to pretax income, from period to period, can cause variations in the ETR. The following items are subject to flow-through treatment:

- repairs expenditures related to a certain portion of utility plant fixed assets
- the equity portion of AFUDC, which is non-taxable
- a portion of the cost of removal of utility plant assets
- utility self-developed software expenditures
- depreciation on a certain portion of utility plant assets
- state income taxes

The AFUDC related to equity recorded for regulated construction projects at Sempra Mexico has similar flow-through treatment.

We record income tax (expense) benefit from the transactional effects of foreign currency and inflation. Such effects are offset by net gains (losses) from foreign currency derivatives that are hedging Sempra Mexico parent's exposure to movements in the Mexican peso from its controlling interest in IEnova.

We present in the table below reconciliations of net U.S. statutory federal income tax rates to our ETRs.

**RECONCILIATION OF FEDERAL INCOME TAX RATES TO EFFECTIVE INCOME TAX RATES**

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
U.S. federal statutory income tax rate	21 %	21 %	21 %
Utility depreciation	3	3	12
Non-U.S. earnings taxed at rates different from the U.S. statutory income tax rate <sup>(1)</sup>	2	3	10
State income taxes, net of federal income tax benefit	1	2	(8)
Impairment losses	1	—	(32)
Effects of the TCJA	—	—	9
Unrecognized income tax benefits	—	—	4
Noncontrolling interests in tax equity arrangements	—	—	3
Resolution of prior years' income tax items	—	—	(1)
Excess deferred income taxes outside of ratemaking	—	(4)	—
Compensation-related items	(1)	—	3
Valuation allowances	(1)	—	—
Allowance for equity funds used during construction	(1)	(1)	(4)
Amortization of excess deferred income taxes	(1)	(1)	(4)
Tax credits	(1)	(2)	(10)
Foreign exchange and inflation effects <sup>(2)</sup>	(3)	4	6
Utility self-developed software expenditures	(3)	(2)	(7)
Utility repairs expenditures	(4)	(3)	(13)
Other, net	1	(2)	1
Effective income tax rate	14 %	18 %	(10)%
<b>SDG&amp;E:</b>			
U.S. federal statutory income tax rate	21 %	21 %	21 %
State income taxes, net of federal income tax benefit	5	6	5
Depreciation	3	3	3
Excess deferred income taxes outside of ratemaking	—	(3)	—
Amortization of excess deferred income taxes	(1)	(1)	(1)
Allowance for equity funds used during construction	(2)	(1)	(2)
Repairs expenditures	(3)	(3)	(3)
Self-developed software expenditures	(4)	(3)	(2)
Other, net	—	(1)	(1)
Effective income tax rate	19 %	18 %	20 %
<b>SoCalGas:</b>			
U.S. federal statutory income tax rate	21 %	21 %	21 %
Depreciation	5	4	7
State income taxes, net of federal income tax benefit	2	4	2
Nondeductible expenditures	2	—	—
Unrecognized income tax benefits	—	—	4
Compensation-related items	—	—	1
Resolution of prior years' income tax items	—	—	(1)
Excess deferred income taxes outside of ratemaking	—	(5)	—
Allowance for equity funds used during construction	(1)	(1)	(2)
Amortization of excess deferred income taxes	(1)	(1)	(2)
Self-developed software expenditures	(4)	(2)	(3)
Repairs expenditures	(7)	(4)	(7)
Other, net	(1)	—	(1)
Effective income tax rate	16 %	16 %	19 %

- (1) Related to operations in Mexico.
- (2) Due to fluctuation of the Mexican peso against the U.S. dollar. We record income tax expense (benefit) from the transactional effects of foreign currency and inflation because of appreciation (depreciation) of the Mexican peso. We also recognize gains (losses) in Other Income, Net, on the Consolidated Statements of Operations from foreign currency derivatives that are partially hedging Sempra Mexico parent's exposure to movements in the Mexican peso from its controlling interest in IEnova.

In January 2019, our board of directors approved a plan to sell our South American businesses and we completed the sales in the second quarter of 2020, as we discuss in Note 5. Prior to this decision, our repatriation estimate excluded post-2017 earnings and other basis differences related to our South American businesses. Because of our decision to sell our South American businesses, we no longer assert indefinite reinvestment of these basis differences. Accordingly, we recorded the following income tax impacts from changes in outside basis differences in our discontinued operations in South America:

- \$89 million income tax benefit in 2019 primarily related to outside basis differences existing as of the January 25, 2019 approval of our plan to sell our South American businesses; and
- \$7 million income tax benefit in 2020 compared to \$51 million income tax expense in 2019 related to changes in outside basis differences from earnings and foreign currency effects since January 25, 2019.

We expect to repatriate approximately \$1.3 billion of foreign undistributed earnings in the foreseeable future, and have accrued \$58 million of U.S. state deferred income tax liability as of December 31, 2020 for repatriations that we expect will begin in 2021 as cash is generated. We repatriated approximately \$4.7 billion, \$254 million and \$338 million to the U.S. in 2020, 2019 and 2018, respectively.

We have not recorded deferred income taxes with respect to remaining basis differences of approximately \$1.1 billion between financial statement and income tax investment amounts in our non-U.S. subsidiaries because we consider them to be indefinitely reinvested as of December 31, 2020. The remaining basis differences are calculated pursuant to U.S. federal tax law, which may differ from tax law in California and foreign jurisdictions. It is currently not practicable to determine the hypothetical amount of tax that might be payable if the underlying basis differences were realized.

The remeasurement of deferred income tax balances at SDG&E and SoCalGas in December 2017, as a result of the TCJA, resulted in excess deferred income taxes that previously had been collected from ratepayers at the higher rate. In a January 2019 decision, the CPUC directed certain excess deferred income tax balances generated by activities outside of ratemaking be allocated to shareholders rather than ratepayers. As a result, in 2019, SDG&E and SoCalGas recorded income tax benefits of \$31 million and \$38 million, respectively, from the release of a portion of the regulatory liability established in connection with 2017 tax reform for excess deferred income tax balances.

The table below presents the geographic components of pretax income.

PRETAX INCOME – SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED				
(Dollars in millions)				
	Years ended December 31,			
	2020	2019	2018	
By geographic components:				
U.S.	\$ 1,461	\$ 1,191	\$ (102)	
Non-U.S.	322	573	580	
Total <sup>(1)</sup>	\$ 1,783	\$ 1,764	\$ 478	

<sup>(1)</sup> See the Income Tax Expense (Benefit) and Effective Income Tax Rates table above for the calculation of pretax income.

U.S. pretax income was lower in 2018 compared to 2020 and 2019 due to the 2018 impairment of certain assets at Sempra LNG and Sempra Renewables (discussed in Notes 5 and 12), offset by the 2018 gain on the sale of assets at Sempra Renewables (discussed in Note 5).



The components of income tax expense are as follows.

**INCOME TAX EXPENSE (BENEFIT)**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Current:			
U.S. federal	\$ —	\$ —	\$ (1)
U.S. state	(22)	(14)	67
Non-U.S.	112	140	127
Total	90	126	193
Deferred:			
U.S. federal	157	87	(121)
U.S. state	36	21	(183)
Non-U.S.	(34)	84	66
Total	159	192	(238)
Deferred investment tax credits	—	(3)	(4)
Total income tax expense (benefit)	\$ 249	\$ 315	\$ (49)
<b>SDG&amp;E:</b>			
Current:			
U.S. federal	\$ 121	\$ 35	\$ 104
U.S. state	34	31	30
Total	155	66	134
Deferred:			
U.S. federal	11	75	17
U.S. state	25	32	24
Total	36	107	41
Deferred investment tax credits	(1)	(2)	(2)
Total income tax expense	\$ 190	\$ 171	\$ 173
<b>SoCalGas:</b>			
Current:			
U.S. federal	\$ 163	\$ 8	\$ 4
U.S. state	45	24	10
Total	208	32	14
Deferred:			
U.S. federal	(85)	79	78
U.S. state	(28)	10	2
Total	(113)	89	80
Deferred investment tax credits	1	(1)	(2)
Total income tax expense	\$ 96	\$ 120	\$ 92

The tables below present the components of deferred income taxes:

## DEFERRED INCOME TAXES – SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2020	2019
<b>Deferred income tax liabilities:</b>		
Differences in financial and tax bases of fixed assets, investments and other assets <sup>(1)</sup>	\$ 4,891	\$ 4,052
U.S. state and non-U.S. withholding tax on repatriation of foreign earnings	46	153
Regulatory balancing accounts	587	468
Right-of-use assets – operating leases	144	131
Property taxes	51	44
Other deferred income tax liabilities	40	93
Total deferred income tax liabilities	5,759	4,941
<b>Deferred income tax assets:</b>		
Tax credits	1,161	1,136
Net operating losses	1,299	911
Postretirement benefits	162	200
Compensation-related items	169	161
Operating lease liabilities	125	131
Other deferred income tax assets	152	72
Accrued expenses not yet deductible	130	52
Deferred income tax assets before valuation allowances	3,198	2,663
Less: valuation allowances	174	144
Total deferred income tax assets	3,024	2,519
<b>Net deferred income tax liability<sup>(2)</sup></b>	<b>\$ 2,735</b>	<b>\$ 2,422</b>

<sup>(1)</sup> In addition to the financial over tax basis differences in fixed assets, the amount also includes financial over tax basis differences in various interests in partnerships and certain subsidiaries.

<sup>(2)</sup> At December 31, 2020 and 2019, includes \$136 million and \$155 million, respectively, recorded as a noncurrent asset and \$2,871 million and \$2,577 million, respectively, recorded as a noncurrent liability on the Consolidated Balance Sheets.

## DEFERRED INCOME TAXES – SDG&E AND SOCALGAS

(Dollars in millions)

	SDG&E		SoCalGas	
	December 31,		December 31,	
	2020	2019	2020	2019
<b>Deferred income tax liabilities:</b>				
Differences in financial and tax bases of utility plant and other assets	\$ 1,833	\$ 1,735	\$ 1,322	\$ 1,246
Regulatory balancing accounts	224	141	362	327
Right-of-use assets – operating leases	28	32	21	22
Property taxes	34	30	17	14
Other	2	14	1	1
Total deferred income tax liabilities	2,121	1,952	1,723	1,610
<b>Deferred income tax assets:</b>				
Tax credits	5	6	3	3
Postretirement benefits	14	37	123	120
Compensation-related items	12	6	36	25
Operating lease liabilities	28	32	21	22
Bad debt allowance	18	3	15	1
State income taxes	8	7	11	8
Accrued expenses not yet deductible	14	9	93	15
Other	3	4	15	13
Total deferred income tax assets	102	104	317	207
<b>Net deferred income tax liability</b>	<b>\$ 2,019</b>	<b>\$ 1,848</b>	<b>\$ 1,406</b>	<b>\$ 1,403</b>

The following table summarizes our unused NOLs and tax credit carryforwards.



## NET OPERATING LOSSES AND TAX CREDIT CARRYFORWARDS

(Dollars in millions)

	Unused amount at December 31, 2020	Year expiration begins
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
U.S. federal:		
NOLs <sup>(1)</sup>	\$ 5,284	2031
General business tax credits <sup>(1)</sup>	428	2032
Foreign tax credits <sup>(2)</sup>	694	2024
U.S. state <sup>(2)</sup> :		
NOLs	3,047	2021
General business tax credits	39	2021
Non-U.S. <sup>(2)</sup> – NOLs	126	2021

<sup>(1)</sup> We have recorded deferred income tax benefits on these NOLs and tax credits, in total, because we currently believe they will be realized on a more-likely-than-not-basis.

<sup>(2)</sup> We have not recorded deferred income tax benefits on a portion of these NOLs and tax credits because we currently believe they will not be realized on a more-likely-than-not-basis, as discussed below.

A valuation allowance is recorded when, based on more-likely-than-not criteria, negative evidence outweighs positive evidence with regard to our ability to realize a deferred income tax asset in the future. Of the valuation allowances recorded to date, the negative evidence outweighs the positive evidence primarily due to cumulative pretax losses in various U.S. state and non-U.S. jurisdictions resulting in deferred income tax assets that we currently do not believe will be realized on a more-likely-than-not basis. The following table provides the valuation allowances that we recorded against a portion of our total deferred income tax assets shown above in the “Deferred Income Taxes – Sempra Energy Consolidated” table.

## VALUATION ALLOWANCES

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
U.S. federal	\$ 118	\$ 90
U.S. state	32	33
Non-U.S.	24	21
	<u>\$ 174</u>	<u>\$ 144</u>

Following is a reconciliation of the changes in unrecognized income tax benefits and the potential effect on our ETR for the years ended December 31:

RECONCILIATION OF UNRECOGNIZED INCOME TAX BENEFITS			
(Dollars in millions)			
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Balance at January 1	\$ 93	\$ 119	\$ 89
Increase in prior period tax positions	3	5	7
Decrease in prior period tax positions	(1)	—	(1)
Increase in current period tax positions	4	2	24
Settlements with taxing authorities	—	(32)	—
Expiration of statutes of limitations	—	(1)	—
Balance at December 31	\$ 99	\$ 93	\$ 119
Of December 31 balance, amounts related to tax positions that if recognized in future years would decrease the effective tax rate <sup>(1)</sup>	\$ (87)	\$ (81)	\$ (107)
increase the effective tax rate <sup>(1)</sup>	31	27	24
<b>SDG&amp;E:</b>			
Balance at January 1	\$ 12	\$ 11	\$ 10
Increase in prior period tax positions	1	1	1
Balance at December 31	\$ 13	\$ 12	\$ 11
Of December 31 balance, amounts related to tax positions that if recognized in future years would decrease the effective tax rate <sup>(1)</sup>	\$ (10)	\$ (9)	\$ (9)
increase the effective tax rate <sup>(1)</sup>	1	1	1
<b>SoCalGas:</b>			
Balance at January 1	\$ 64	\$ 61	\$ 35
Increase in prior period tax positions	1	1	2
Increase in current period tax positions	3	2	24
Balance at December 31	\$ 68	\$ 64	\$ 61
Of December 31 balance, amounts related to tax positions that if recognized in future years would decrease the effective tax rate <sup>(1)</sup>	\$ (59)	\$ (55)	\$ (51)
increase the effective tax rate <sup>(1)</sup>	30	26	23

<sup>(1)</sup> Includes temporary book and tax differences that are treated as flow-through for ratemaking purposes, as discussed above.

It is reasonably possible that within the next 12 months, unrecognized income tax benefits could decrease due to the following:

POSSIBLE DECREASES IN UNRECOGNIZED INCOME TAX BENEFITS WITHIN 12 MONTHS			
(Dollars in millions)			
	At December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Expiration of statutes of limitations on tax assessments	\$ —	\$ —	\$ (1)
Potential resolution of audit issues with various U.S. federal, state and local and non-U.S. taxing authorities	(8)	(8)	(40)
	\$ (8)	\$ (8)	\$ (41)
<b>SDG&amp;E:</b>			
Potential resolution of audit issues with various U.S. federal, state and local taxing authorities	\$ (6)	\$ (6)	\$ (6)
<b>SoCalGas:</b>			
Potential resolution of audit issues with various U.S. federal, state and local taxing authorities	\$ (2)	\$ (2)	\$ (2)



Amounts accrued for interest and penalties associated with unrecognized income tax benefits are included in Income Tax Expense on the Consolidated Statements of Operations. Sempra Energy Consolidated accrued negligible amounts and \$1 million for interest expense and penalties at December 31, 2020 and 2019, respectively, on the Consolidated Balance Sheets, and recorded \$1 million of interest expense and penalties in 2018 and negligible amounts in each of 2020 and 2019 on the Consolidated Statements of Operations. SDG&E and SoCalGas each accrued negligible amounts for interest expense and penalties at December 31, 2020 and 2019 on the Consolidated Balance Sheets, and recorded negligible amounts of interest expense and penalties in each of 2020, 2019 and 2018 on the Consolidated Statements of Operations.

## INCOME TAX AUDITS

Sempra Energy is subject to U.S. federal income tax as well as income tax of multiple state and non-U.S. jurisdictions. We remain subject to examination for U.S. federal tax years after 2016. We are subject to examination by major state tax jurisdictions for tax years after 2012. Certain major non-U.S. income tax returns for tax years 2013 through the present are open to examination. We are also open to examination for non-U.S. income tax returns related to our prior interest in our commodities business, which we divested in 2010, for years 1999 through 2010.

SDG&E and SoCalGas are subject to U.S. federal income tax and state income tax. They remain subject to examination for U.S. federal tax years after 2016 and state tax years after 2012.

In addition, Sempra Energy has filed protests to contest proposed state audit adjustments for tax years 2009 through 2012. The pre-2013 tax years for our major state tax jurisdictions are closed to new issues; therefore, no additional tax may be assessed by the taxing authorities for these tax years.

---

## NOTE 9. EMPLOYEE BENEFIT PLANS

For our employee benefit plans, we:

- recognize an asset for a plan's overfunded status or a liability for a plan's underfunded status in the balance sheet;
- measure a plan's assets and its obligations that determine its funded status as of the end of the fiscal year; and
- recognize changes in the funded status of pension and PBOP plans in the year in which the changes occur. Generally, those changes are reported in OCI and as a separate component of shareholders' equity.

The detailed information presented below covers the employee benefit plans of primarily Sempra Energy and its consolidated subsidiaries.

Sempra Energy has funded and unfunded noncontributory traditional defined benefit and cash balance plans, including separate plans for SDG&E and SoCalGas, which collectively cover all eligible employees, including a member of the Sempra Energy board of directors who was a participant in a predecessor plan on or before June 1, 1998. Pension benefits under the traditional defined benefit plans are based on service and final average earnings, while the cash balance plans provide benefits using a career average earnings methodology.

INova has an unfunded noncontributory defined benefit plan covering all employees that provides defined benefits to retirees based on date of hire, years of service and final average earnings.

Sempra Energy also has PBOP plans, including separate plans for SDG&E and SoCalGas, which collectively cover all domestic and certain foreign employees. The life insurance plans are both contributory and noncontributory, and the health care plans are contributory. Participants' contributions are adjusted annually. Other postretirement benefits include medical benefits for retirees' spouses.

Pension and other postretirement benefits costs and obligations are dependent on assumptions used in calculating such amounts. We review these assumptions on an annual basis and update them as appropriate. We consider current market conditions, including interest rates, in making these assumptions. We use a December 31 measurement date for all of our plans.

**COPIA SIMPLE**

*[Faint, illegible text]*

**RABBI TRUST**

In support of its Supplemental Executive Retirement, Cash Balance Restoration and Deferred Compensation Plans, Sempra Energy maintains dedicated assets, including a Rabbi Trust and investments in life insurance contracts, which totaled \$512 million and \$488 million at December 31, 2020 and 2019, respectively.

**PENSION AND OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS*****Benefit Plan Amendments Affecting 2019***

In 2019, certain executive participants in a company nonqualified pension plan became eligible in this same plan for Supplemental Executive Retirement Plan benefits. This was treated as a plan amendment and increased the recorded pension liability by \$5 million at Sempra Energy, \$3 million at SDG&E and \$2 million at SoCalGas in 2019.

***Settlement Accounting for Lump Sum Payments***

When applicable, we record settlement charges for lump sum payments from our nonqualified pension plans that are in excess of the respective plan's service cost plus interest cost. Sempra Energy Consolidated recorded settlement charges of \$22 million and \$24 million in 2020 and 2019, respectively, and Sempra Energy Consolidated and SDG&E recorded settlement charges of \$12 million and \$4 million, respectively, in 2018.

***Sale of Qualified Pension Plan Annuity Contracts***

In March 2018, an insurance company purchased annuities for certain current annuitants in the SDG&E and SoCalGas qualified pension plans and assumed the obligation for payment of these annuities. At SDG&E in the first quarter of 2018 and at SoCalGas in the second quarter of 2018, the liability transferred for these annuities, plus the total year-to-date lump-sum payments, exceeded the settlement threshold, which triggered settlement accounting. This resulted in settlement charges in net periodic benefit cost of \$54 million at Sempra Energy Consolidated, including \$22 million at SDG&E and \$32 million at SoCalGas. The settlement charges were recorded as regulatory assets on the Consolidated Balance Sheets.

***Special Termination Benefits Affecting 2018***

In 2018, certain nonrepresented employees age 62 or older with 5 years of service or age 55 to 61 with 10 years of service that retired under the Voluntary Retirement Enhancement Program offered that year received an additional postretirement health benefit in the form of a \$100,000 Health Reimbursement Account. We treated the benefit obligation attributable to the Health Reimbursement Account as a special termination benefit. This resulted in increases to the recorded liability for PBOP and net periodic benefit cost of \$5 million for Sempra Energy Consolidated, \$3 million for SDG&E and \$2 million for SoCalGas in 2018.

***Oncor***

In 2020 and in each of 2019 and 2018, we had \$11 million and \$27 million, respectively, in AOCI representing an actuarial loss related to Oncor's pension plan.

# **Benefit Obligations and Assets**

The following three tables provide a reconciliation of the changes in the plans' projected benefit obligations and the fair value of assets during 2020 and 2019, and a statement of the funded status at December 31, 2020 and 2019:

PROJECTED BENEFIT OBLIGATION, FAIR VALUE OF ASSETS AND FUNDED STATUS				
SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED				
(Dollars in millions)				
	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2020	2019	2020	2019
<b>CHANGE IN PROJECTED BENEFIT OBLIGATION</b>				
Net obligation at January 1	\$ 3,768	\$ 3,339	\$ 913	\$ 868
Service cost	129	110	18	17
Interest cost	129	139	33	36
Contributions from plan participants	—	—	22	21
Actuarial loss	351	445	79	45
Plan amendments	—	5	—	—
Benefit payments	(93)	(93)	(74)	(72)
Settlements	(207)	(177)	(2)	(2)
Net obligation at December 31	4,077	3,768	989	913
<b>CHANGE IN PLAN ASSETS</b>				
Fair value of plan assets at January 1	2,662	2,160	1,281	1,108
Actual return on plan assets	350	496	164	218
Employer contributions	290	276	8	8
Contributions from plan participants	—	—	22	21
Benefit payments	(93)	(93)	(74)	(72)
Settlements	(207)	(177)	(2)	(2)
Fair value of plan assets at December 31	3,002	2,662	1,399	1,281
Funded status at December 31	\$ (1,075)	\$ (1,106)	\$ 410	\$ 368
Net recorded (liability) asset at December 31	\$ (1,075)	\$ (1,106)	\$ 410	\$ 368



**PROJECTED BENEFIT OBLIGATION, FAIR VALUE OF ASSETS AND FUNDED STATUS**

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**

(Dollars in millions)

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2020	2019	2020	2019
<b>CHANGE IN PROJECTED BENEFIT OBLIGATION</b>				
Net obligation at January 1	\$ 895	\$ 814	\$ 177	\$ 170
Service cost	31	30	4	4
Interest cost	30	34	6	7
Contributions from plan participants	—	—	8	7
Actuarial loss	37	61	17	7
Plan amendments	—	3	—	—
Benefit payments	(18)	(18)	(20)	(18)
Settlements	(52)	(39)	—	—
Transfer of liability from other plans	(10)	10	1	—
Net obligation at December 31	913	895	193	177
<b>CHANGE IN PLAN ASSETS</b>				
Fair value of plan assets at January 1	739	600	197	172
Actual return on plan assets	94	135	26	36
Employer contributions	52	52	1	—
Contributions from plan participants	—	—	8	7
Benefit payments	(18)	(18)	(20)	(18)
Settlements	(52)	(39)	—	—
Transfer of assets from other plans	4	9	1	—
Fair value of plan assets at December 31	819	739	213	197
Funded status at December 31	\$ (94)	\$ (156)	\$ 20	\$ 20
Net recorded (liability) asset at December 31	\$ (94)	\$ (156)	\$ 20	\$ 20

**PROJECTED BENEFIT OBLIGATION, FAIR VALUE OF ASSETS AND FUNDED STATUS**  
**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
*(Dollars in millions)*

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2020	2019	2020	2019
<b>CHANGE IN PROJECTED BENEFIT OBLIGATION</b>				
Net obligation at January 1	\$ 2,526	\$ 2,148	\$ 688	\$ 646
Service cost	86	68	14	12
Interest cost	88	91	25	27
Contributions from plan participants	—	—	14	13
Actuarial loss	282	345	57	39
Plan amendments	—	2	—	—
Benefit payments	(60)	(59)	(49)	(49)
Settlements	(105)	(65)	—	—
Transfer of liability to other plans	12	(4)	—	—
Net obligation at December 31	<u>2,829</u>	<u>2,526</u>	<u>749</u>	<u>688</u>
<b>CHANGE IN PLAN ASSETS</b>				
Fair value of plan assets at January 1	1,737	1,385	1,059	916
Actual return on plan assets	243	320	134	178
Employer contributions	152	152	1	1
Contributions from plan participants	—	—	14	13
Benefit payments	(60)	(59)	(49)	(49)
Settlements	(105)	(65)	—	—
Transfer of assets from other plans	2	4	—	—
Fair value of plan assets at December 31	<u>1,969</u>	<u>1,737</u>	<u>1,159</u>	<u>1,059</u>
Funded status at December 31	<u>\$ (860)</u>	<u>\$ (789)</u>	<u>\$ 410</u>	<u>\$ 371</u>
Net recorded (liability) asset at December 31	<u>\$ (860)</u>	<u>\$ (789)</u>	<u>\$ 410</u>	<u>\$ 371</u>

Actuarial losses (gains) fluctuate based on changes in assumptions that we describe below in “Assumptions for Pension and Other Postretirement Benefit Plans” and updates to census data. In 2020, 2019 and 2018, the Society of Actuaries released updated mortality improvement projection scales, reflecting changes to projected observed longevity improvements in its mortality tables. We have incorporated these assumptions, adjusted for the Sempra Energy companies’ actual mortality experience, in our calculations for each of those years.

- Actuarial losses in pension plans at Sempra Energy Consolidated in 2020 were driven primarily by a decrease in discount rates at Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas and a decrease in the lump-sum conversion rate at SoCalGas, along with updated census data at Sempra Energy and SoCalGas. These actuarial losses were offset by actuarial gains at Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas due to a decrease in the interest crediting rate for the cash balance plans.
- Actuarial losses in PBOP plans at Sempra Energy Consolidated in 2020 were driven primarily by a decrease in discount rates at Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas and updated census data at SoCalGas. These actuarial losses were offset by a reduction in the 2021 expected health care costs at SoCalGas.

***Net Assets and Liabilities***

The assets and liabilities of the pension and PBOP plans are affected by changing market conditions as well as when actual plan experience is different than assumed. Such events result in investment gains and losses, which we defer and recognize in pension and other postretirement benefit costs over a period of years. Our funded pension and PBOP plans use the asset smoothing method, except for those at SDG&E. This method develops an asset value that recognizes realized and unrealized investment gains and losses over a three-year period. This adjusted asset value, known as the market-related value of assets, is used in conjunction with an expected long-term rate of return to determine the expected return-on-assets component of net periodic benefit cost. SDG&E does not use the asset smoothing method, but rather recognizes realized and unrealized investment gains and losses during the current year.

The 10% corridor accounting method is used at Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas. Under the corridor accounting method, if as of the beginning of a year unrecognized net gain or loss exceeds 10% of the greater of the projected benefit obligation or the market-related value of plan assets, the excess is amortized over the average remaining service period of active participants. The asset smoothing and 10% corridor accounting methods help mitigate volatility of net periodic benefit costs from year to year.

Defined benefit pension and other postretirement plans with an aggregated overfunded status are recognized as an asset and with an aggregated underfunded status are recognized as a liability; unrecognized changes in these assets and/or liabilities are normally recorded in AOCI on the balance sheet. The California Utilities record regulatory assets and liabilities that offset the funded pension and other postretirement plans' assets or liabilities, as these costs are expected to be recovered in future utility rates based on decisions by regulatory agencies.

The California Utilities record annual pension and other postretirement net periodic benefit costs equal to the contributions to their qualified plans as authorized by the CPUC. The annual contributions to the pension plans are the greater of:

- a minimum required funding amount as required by the IRS;
- the amount required to maintain an 85% Adjusted Funding Target Attainment Percentage as defined by the Pension Protection Act of 2006, as amended; or
- beginning January 1, 2019 and for the duration of the 2019 GRC cycle, a fixed amount equal to the estimated annual service cost as defined by U.S. GAAP plus one year of a 14-year amortization of the unfunded projected benefit obligation of the pension plan as of January 1, 2019, and limited to an annual amount that keeps the fair value of the pension plan assets from exceeding 110% of the pension benefit obligation of the plan.

The annual contributions to PBOP plans are equal to the lesser of the maximum tax deductible amount or the net periodic cost calculated in accordance with U.S. GAAP for pension and PBOP plans. Any differences between booked net periodic benefit cost and amounts contributed to the pension and other postretirement plans for the California Utilities are disclosed as regulatory adjustments in accordance with U.S. GAAP for rate-regulated entities.

The net (liability) asset is included in the following categories on the Consolidated Balance Sheets at December 31:

<b>PENSION AND OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT OBLIGATIONS, NET OF PLAN ASSETS</b>				
<i>(Dollars in millions)</i>				
	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2020	2019	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Noncurrent assets	\$ —	\$ —	\$ 430	\$ 391
Current liabilities	(35)	(59)	(1)	(3)
Noncurrent liabilities	(1,040)	(1,047)	(19)	(20)
<b>Net recorded (liability) asset</b>	<b>\$ (1,075)</b>	<b>\$ (1,106)</b>	<b>\$ 410</b>	<b>\$ 368</b>
<b>SDG&amp;E:</b>				
Noncurrent assets	\$ —	\$ —	\$ 20	\$ 20
Current liabilities	(2)	(3)	—	—
Noncurrent liabilities	(92)	(153)	—	—
<b>Net recorded (liability) asset</b>	<b>\$ (94)</b>	<b>\$ (156)</b>	<b>\$ 20</b>	<b>\$ 20</b>
<b>SoCalGas:</b>				
Noncurrent assets	\$ —	\$ —	\$ 410	\$ 371
Current liabilities	(7)	(4)	—	—
Noncurrent liabilities	(853)	(785)	—	—
<b>Net recorded (liability) asset</b>	<b>\$ (860)</b>	<b>\$ (789)</b>	<b>\$ 410</b>	<b>\$ 371</b>

Amounts recorded in AOCI at December 31, net of income tax effects and amounts recorded as regulatory assets, are as follows:

#### AMOUNTS IN ACCUMULATED OTHER COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)

(Dollars in millions)

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2020	2019	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidated<sup>(1)</sup>:</b>				
Net actuarial (loss) gain	\$ (102)	\$ (113)	\$ 8	\$ 10
Prior service cost	(11)	(14)	—	—
<b>Total</b>	<b>\$ (113)</b>	<b>\$ (127)</b>	<b>\$ 8</b>	<b>\$ 10</b>
<b>SDG&amp;E:</b>				
Net actuarial loss	\$ (8)	\$ (9)		
Prior service cost	(2)	(7)		
<b>Total</b>	<b>\$ (10)</b>	<b>\$ (16)</b>		
<b>SoCalGas:</b>				
Net actuarial loss	\$ (14)	\$ (7)		
Prior service cost	(4)	(3)		
<b>Total</b>	<b>\$ (18)</b>	<b>\$ (10)</b>		

<sup>(1)</sup> Includes discontinued operations.

Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas each have a funded pension plan. The following table shows the obligations of funded pension plans with benefit obligations in excess of plan assets at December 31:

#### OBLIGATIONS OF FUNDED PENSION PLANS

(Dollars in millions)

	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 3,679	\$ 3,578
Accumulated benefit obligation	3,265	3,229
Fair value of plan assets	2,788	2,662
<b>SDG&amp;E:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 887	\$ 861
Accumulated benefit obligation	834	818
Fair value of plan assets	819	739
<b>SoCalGas:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 2,792	\$ 2,505
Accumulated benefit obligation	2,431	2,208
Fair value of plan assets	1,969	1,737

We also have unfunded pension plans at Sempra Energy, SDG&E, SoCalGas and IEnova. The following table shows the obligations of unfunded pension plans at December 31:

#### OBLIGATIONS OF UNFUNDED PENSION PLANS

(Dollars in millions)

	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 184	\$ 190
Accumulated benefit obligation	146	158
<b>SDG&amp;E:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 26	\$ 34
Accumulated benefit obligation	22	27
<b>SoCalGas:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 37	\$ 21
Accumulated benefit obligation	31	17



**COPIA SIMPLE**

*[Faint, illegible text or markings]*

Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas each have a funded other postretirement benefit plan. The following table shows the obligations of funded other postretirement benefit plans with accumulated postretirement benefit obligations in excess of plan assets at December 31:

OBLIGATIONS OF FUNDED OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS				
(Dollars in millions)				
	2020		2019	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Accumulated postretirement benefit obligation	\$	33	\$	32
Fair value of plan assets		27		25

We also have unfunded other postretirement benefit plans at Sempra Energy. The following table shows the obligations of unfunded other postretirement benefit plans at December 31:

OBLIGATIONS OF UNFUNDED OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS				
(Dollars in millions)				
	2020		2019	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Accumulated postretirement benefit obligation	\$	14	\$	16

### Net Periodic Benefit Cost

The following tables provide the components of net periodic benefit cost and pretax amounts recognized in OCI for the years ended December 31:

NET PERIODIC BENEFIT COST AND AMOUNTS RECOGNIZED IN OCI						
SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED						
(Dollars in millions)						
	Pension benefits			Other postretirement benefits		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
<b>NET PERIODIC BENEFIT COST</b>						
Service cost	\$ 129	\$ 110	\$ 124	\$ 18	\$ 17	\$ 21
Interest cost	129	139	140	33	36	36
Expected return on assets	(169)	(144)	(157)	(55)	(71)	(70)
Amortization of:						
Prior service cost (credit)	12	12	11	(2)	—	1
Actuarial loss (gain)	35	36	22	(10)	(10)	(6)
Settlement charges	22	28	66	—	—	—
Special termination benefits	—	—	—	—	—	5
Net periodic benefit cost (credit)	158	181	206	(16)	(28)	(13)
Regulatory adjustment	91	77	(30)	16	29	17
Total expense recognized	249	258	176	—	1	4
<b>CHANGES IN PLAN ASSETS AND BENEFIT OBLIGATIONS</b>						
RECOGNIZED IN OCI <sup>(1)</sup>						
Net loss (gain)	28	17	56	1	(3)	(4)
Prior service cost	—	5	12	—	—	—
Amortization of actuarial (loss) gain	(14)	(13)	(12)	—	—	—
Amortization of prior service cost	(4)	(3)	(2)	—	—	—
Settlements	(22)	(28)	(12)	—	—	—
Total recognized in OCI	(12)	(22)	42	1	(3)	(4)
Total recognized in net periodic benefit cost and OCI	\$ 237	\$ 236	\$ 218	\$ 1	\$ (2)	\$ —

<sup>(1)</sup> Includes discontinued operations.

NET PERIODIC BENEFIT COST AND AMOUNTS RECOGNIZED IN OCI

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY

(Dollars in millions)

	Pension benefits			Other postretirement benefits		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
NET PERIODIC BENEFIT COST						
Service cost	\$ 31	\$ 30	\$ 30	\$ 4	\$ 4	\$ 5
Interest cost	30	34	35	6	7	7
Expected return on assets	(49)	(38)	(47)	(10)	(11)	(13)
Amortization of:						
Prior service cost	2	3	2	—	2	3
Actuarial loss (gain)	3	11	1	(3)	(2)	(3)
Settlement charges	—	—	26	—	—	—
Special termination benefits	—	—	—	—	—	3
Net periodic benefit cost	17	40	47	(3)	—	2
Regulatory adjustment	38	14	(8)	3	—	—
Total expense recognized	55	54	39	—	—	2
CHANGES IN PLAN ASSETS AND BENEFIT OBLIGATIONS RECOGNIZED IN OCI						
Net loss (gain)	6	5	(1)	—	—	—
Prior service cost	—	2	8	—	—	—
Transfer of actuarial loss	(7)	—	—	—	—	—
Transfer of prior service cost	(5)	—	—	—	—	—
Amortization of actuarial loss	(1)	—	(1)	—	—	—
Amortization of prior service cost	(1)	(1)	—	—	—	—
Settlements	—	—	(4)	—	—	—
Total recognized in OCI	(8)	6	2	—	—	—
Total recognized in net periodic benefit cost and OCI	\$ 47	\$ 60	\$ 41	\$ —	\$ —	\$ 2

NET PERIODIC BENEFIT COST AND AMOUNTS RECOGNIZED IN OCI

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY

(Dollars in millions)

	Pension benefits			Other postretirement benefits		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
NET PERIODIC BENEFIT COST						
Service cost	\$ 86	\$ 68	\$ 81	\$ 14	\$ 12	\$ 15
Interest cost	88	91	92	25	27	27
Expected return on assets	(107)	(94)	(98)	(43)	(58)	(56)
Amortization of:						
Prior service cost (credit)	8	8	8	(2)	(2)	(3)
Actuarial loss (gain)	26	16	13	(7)	(8)	(2)
Settlement charges	—	—	32	—	—	—
Special termination benefits	—	—	—	—	—	2
Net periodic benefit cost (credit)	101	89	128	(13)	(29)	(17)
Regulatory adjustment	53	63	(22)	13	29	17
Total expense recognized	154	152	106	—	—	—
CHANGES IN PLAN ASSETS AND BENEFIT OBLIGATIONS RECOGNIZED IN OCI						
Net loss	6	2	1	—	—	—
Prior service cost	—	3	—	—	—	—
Transfer of actuarial loss	5	(4)	—	—	—	—
Transfer of prior service cost	3	(1)	—	—	—	—
Amortization of actuarial loss	(1)	(1)	—	—	—	—
Amortization of prior service cost	(1)	—	(1)	—	—	—
Total recognized in OCI	12	(1)	—	—	—	—
Total recognized in net periodic benefit cost and OCI	\$ 166	\$ 151	\$ 106	\$ —	\$ —	\$ —

## Assumptions for Pension and Other Postretirement Benefit Plans



### Benefit Obligation and Net Periodic Benefit Cost

Except for the IEnova plans, we develop the discount rate assumptions using a bond selection-settlement portfolio approach. This approach develops a discount rate by selecting a portfolio of high quality corporate bonds that generate sufficient cash flows to provide for projected benefit payments of the plan. The selected bond portfolio is derived from a universe of corporate bonds with a Bloomberg Composite of AA or higher. After the bond portfolio is selected, a single interest rate is determined that equates the present value of the plans' projected benefit payments discounted at this rate with the market value of the bonds selected.

We develop the discount rate assumptions for the plans at IEnova by constructing a synthetic government zero coupon bond yield curve from the available market data, based on duration matching, and we add a risk spread to allow for the yields of high-quality corporate bonds. Such method is required when there is no deep market for high quality corporate bonds.

Long-term return on assets is based on the weighted-average of the plans' investment allocation as of the measurement date and the expected returns for those asset types.

Interest crediting rate is based on an average 30-year Treasury bond from the month of November of the preceding year.

We amortize prior service cost using straight line amortization over average future service (or average expected lifetime for plans where participants are substantially inactive employees), which is an alternative method allowed under U.S. GAAP.

The significant assumptions affecting benefit obligation and net periodic benefit cost are as follows:

#### WEIGHTED-AVERAGE ASSUMPTIONS USED TO DETERMINE BENEFIT OBLIGATION AT DECEMBER 31

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2020	2019	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Discount rate	2.78 %	3.49 %	2.88 %	3.54 %
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	1.62	2.28	1.62	2.28
Rate of compensation increase	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00
<b>SDG&amp;E:</b>				
Discount rate	2.73 %	3.44 %	2.85 %	3.55 %
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	1.62	2.28	1.62	2.28
Rate of compensation increase	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00
<b>SoCalGas:</b>				
Discount rate	2.79 %	3.50 %	2.90 %	3.55 %
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	1.62	2.28	1.62	2.28
Rate of compensation increase	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00

<sup>(1)</sup> Interest crediting rate for pension benefits applies only to funded cash balance plans.

<sup>(2)</sup> Interest crediting rate for other postretirement benefits applies only to interest bearing health retirement accounts at SDG&E and SoCalGas.



## WEIGHTED-AVERAGE ASSUMPTIONS USED TO DETERMINE NET PERIODIC BENEFIT COST YEARS ENDED DECEMBER 31

	Pension benefits			Other postretirement benefits		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>						
Discount rate	3.49 %	4.29 %	3.64 %	3.54 %	4.29 %	3.68 %
Expected return on plan assets	7.00	7.00	7.00	4.64	6.48	6.49
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	2.28	3.36	2.80	2.28	3.36	2.80
Rate of compensation increase	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00
<b>SDG&amp;E:</b>						
Discount rate	3.44 %	4.29 %	3.64 %	3.55 %	4.30 %	3.65 %
Expected return on plan assets	7.00	7.00	7.00	5.51	6.92	6.94
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	2.28	3.36	2.80	2.28	3.36	2.80
Rate of compensation increase	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00
<b>SoCalGas:</b>						
Discount rate	3.50 %	4.30 %	3.65 %	3.55 %	4.30 %	3.70 %
Expected return on plan assets	7.00	7.00	7.00	4.41	6.38	6.38
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	2.28	3.36	2.80	2.28	3.36	2.80
Rate of compensation increase	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00

<sup>(1)</sup> Interest crediting rate for pension benefits applies only to funded cash balance plans.

<sup>(2)</sup> Interest crediting rate for other postretirement benefits applies only to interest bearing health retirement accounts at SDG&E and SoCalGas.

### Health Care Cost Trend Rates

Assumed health care cost trend rates have a significant effect on the amounts that we report for the health care plan costs.

Following are the health care cost trend rates applicable to our postretirement benefit plans:

### ASSUMED HEALTH CARE COST TREND RATES AT DECEMBER 31

	Other postretirement benefit plans					
	Pre-65 retirees			Retirees aged 65 years and older		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Health care cost trend rate assumed for next year	6.00 %	6.25 %	6.50 %	4.75 %	4.75 %	4.75 %
Rate to which the cost trend rate is assumed to decline (the ultimate trend)	4.75 %	4.75 %	4.75 %	4.50 %	4.50 %	4.50 %
Year the rate reaches the ultimate trend	2025	2025	2025	2022	2022	2022

### Plan Assets

#### Investment Allocation Strategy for Sempra Energy's Pension Master Trust

Sempra Energy's pension master trust holds the investments for our pension plans and a portion of the investments for our PBOP plans. We maintain additional trusts, as we discuss below, for certain of the California Utilities' PBOP plans. Other than through indexing strategies, the trusts do not invest in securities of Sempra Energy.

The current asset allocation objective for the pension master trust is to protect the funded status of the plans while generating sufficient returns to cover future benefit payments and accruals. We assess the portfolio performance by comparing actual returns with relevant benchmarks. Currently, the pension plans' target asset allocations are:

- 33% domestic equity
- 22% international equity
- 21% long credit
- 10% diversified real assets
- 7% return-seeking credit
- 5% ultra-long duration government securities



- 2% other diversifying assets

The asset allocation of the plans is reviewed by our Plan Funding Committee and our Pension and Benefits Investment Committee (the Committees) on a regular basis. When evaluating strategic asset allocations, the Committees consider many variables, including:

- long-term cost
- variability and level of contributions
- funded status
- a range of expected outcomes over varying confidence levels

This allocation results in a 74% target allocation to return-seeking assets and a 26% target allocation to risk-mitigating assets. We maintain asset allocations at strategic levels with reasonable bands of variance.

In accordance with the Sempra Energy pension investment guidelines, derivative financial instruments may be used by the pension master trust's equity and fixed income portfolio investment managers to equitize cash, hedge certain exposures, and as substitutes for certain types of fixed income securities.

#### *Rate of Return Assumption*

The expected return on assets in our pension and PBOP plans is based on the weighted-average of the plans' investment allocations to specific asset classes as of the measurement date. We arrive at a 6.75% expected return on assets by considering both the historical and forecasted long-term rates of return on those asset classes. We expect a return of between 4% and 12% on return-seeking assets and between 1% and 4% for risk-mitigating assets. Certain trusts that hold assets for the SDG&E other postretirement benefit plan are subject to taxation, which impacts the expected after-tax return on assets in the plan.

#### *Concentration of Risk*

Plan assets are diversified across global equity and bond markets, and concentration of risk in any one economic, industry, maturity or geographic sector is limited.

#### *Investment Strategy for SDG&E's and SoCalGas' Other Postretirement Benefit Plans*

SDG&E's and SoCalGas' PBOP plans are funded by cash contributions from SDG&E and SoCalGas and their current retirees. The assets of these plans are placed into the pension master trust and other Voluntary Employee Beneficiary Association trusts. Certain assets of SDG&E's and SoCalGas' PBOP plans are held in the pension master trust, which invests a portion of the assets in completion portfolios that aim to reduce interest rate risk, thereby resulting in an overall target allocation of 38% to return-seeking assets and 62% to risk-mitigating assets for these well-funded plans. Certain of SoCalGas' PBOP plans are held in a Voluntary Employee Benefit Association trust that also utilizes a completion portfolio, resulting in a target allocation of 30% to return-seeking assets and 70% to risk-mitigating assets. SDG&E's and SoCalGas' assets held in other Voluntary Employee Beneficiary Association trusts are invested in accordance with a de-risking glidepath that reduces the assets' exposure to risk as the trusts become better funded. These specific allocations are periodically reviewed to help ensure that plan assets are best positioned to meet plan obligations.

## *Fair Value of Pension and Other Postretirement Benefit Plan Assets*

We classify the investments in Sempra Energy's pension master trust and the trusts for the California Utilities' PBOP plans based on the fair value hierarchy, except for certain investments measured at NAV.

The following are descriptions of the valuation methods and assumptions we use to estimate the fair values of investments held by pension and other postretirement benefit plan trusts.

*Equity Securities* – Equity securities are valued using quoted prices listed on nationally recognized securities exchanges.

*Fixed Income Securities* – Certain fixed income securities are valued at the closing price reported in the active market in which the security is traded. Other fixed income securities are valued based on yields currently available on comparable securities of issuers with similar credit ratings. When quoted prices are not available for identical or similar securities, the security is valued under a discounted cash flow approach that maximizes observable inputs, such as current yields of similar instruments, but includes adjustments for certain risks that may not be observable, such as credit and liquidity risks. Certain high yield fixed-income securities are valued by applying a price adjustment to the bid side to calculate a mean and ask value. Adjustments can vary based on maturity, credit standing, and reported trade frequencies. The bid to ask spread is determined by the investment manager based on the review of the available market information.

*Registered Investment Companies* – Investments in mutual funds sponsored by a registered investment company are valued based on exchange listed prices. Where the value is a quoted price in an active market, the investment is classified within Level 1 of the fair value hierarchy. Investments in certain fixed income securities are valued under a discounted cash flow approach that maximizes observable inputs, such as current yields of similar instruments, but includes adjustments for certain risks that may not be observable, such as credit and liquidity risks for the remaining fixed income securities.

*Common/Collective Trusts* – Investments in common/collective trust funds are valued based on the NAV of units owned, which is based on the current fair value of the funds' underlying assets.

*Private Equity Funds* – These funds consist of investments in private equities that are held by limited partnerships following various strategies, including private equity and corporate finance. These partnerships generally have limited lives of 10 years, after which liquidating distributions will be received. The value is determined based on the NAV of the proportionate share of an ownership interest in partners' capital. Holdings in these types of private equity funds are negligible, as the funds are well past their expected investment term and have distributed the bulk of proceeds from investment sales.

*Derivative Financial Instruments* – Futures contracts that are publicly traded in active markets are valued at closing prices as of the last business day of the year. Forward currency contracts are valued at the prevailing forward exchange rate of the underlying currencies, and unrealized gain (loss) is recorded daily. Fixed income futures and options are marked to market daily. Equity index futures contracts are valued at the last sales price quoted on the exchange on which they primarily trade.

While management believes the valuation methods described above are appropriate and consistent with other market participants, the use of different methodologies or assumptions to determine the fair value of certain financial instruments could result in a different fair value measurement at the reporting date.

We provide more discussion of fair value measurements in Notes 1 and 12. The following tables set forth by level within the fair value hierarchy a summary of the investments in our pension and other postretirement benefit plan trusts measured at fair value on a recurring basis.

SDG&E and SoCalGas each hold a proportionate share of investment assets in the pension master trust at Sempra Energy Consolidated. The fair values of our pension plan assets by asset category are as follows:

**FAIR VALUE MEASUREMENTS – INVESTMENT ASSETS OF PENSION PLANS**

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2020		
	Level 1	Level 2	Total
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Cash and cash equivalents	\$ 7	\$ —	\$ 7
Equity securities:			
Domestic	931	—	931
International	563	—	563
Registered investment companies	183	—	183
Fixed income securities:			
Domestic government and government agencies	238	34	272
International government bonds	—	13	13
Domestic corporate bonds	—	418	418
International corporate bonds	—	61	61
Registered investment companies	—	37	37
Other	2	(1)	1
Total investment assets in the fair value hierarchy	\$ 1,924	\$ 562	2,486
Accounts receivable/payable, net			13
Investments measured at NAV:			
Common/collective trusts			493
Private equity funds			10
Total investment assets			\$ 3,002
SDG&E's proportionate share of investment assets			\$ 819
SoCalGas' proportionate share of investment assets			\$ 1,969

	Fair value at December 31, 2019		
	Level 1	Level 2	Total
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Cash and cash equivalents	\$ 17	\$ —	\$ 17
Equity securities:			
Domestic	923	—	923
International	555	1	556
Registered investment companies	96	—	96
Fixed income securities:			
Domestic government and government agencies	228	39	267
International government bonds	—	9	9
Domestic corporate bonds	—	346	346
International corporate bonds	—	62	62
Registered investment companies	—	2	2
Total investment assets in the fair value hierarchy	\$ 1,819	\$ 459	2,278
Accounts receivable/payable, net			(38)
Investments measured at NAV:			
Common/collective trusts			417
Private equity funds			5
Total investment assets			\$ 2,662
SDG&E's proportionate share of investment assets			\$ 739
SoCalGas' proportionate share of investment assets			\$ 1,737



The fair values by asset category of the PBOP plan assets held in the pension master trust and in the additional trusts for SoCalGas' PBOP plans and SDG&E's PBOP plan trusts are as follows:

**FAIR VALUE MEASUREMENTS – INVESTMENT ASSETS OF OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS**

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2020		
	Level 1	Level 2	Total
<b>SDG&amp;E:</b>			
Equity securities:			
Domestic	\$ 17	\$ —	\$ 17
International	11	—	11
Registered investment companies	80	—	80
Fixed income securities:			
Domestic government and government agencies	38	2	40
Domestic corporate bonds	—	8	8
International corporate bonds	—	1	1
Registered investment companies	—	7	7
Total investment assets in the fair value hierarchy	146	18	164
Accounts receivable/payable, net			(2)
Investments measured at NAV – Common/collective trusts			51
Total investment assets			213
<b>SoCalGas:</b>			
Cash and cash equivalents	1	—	1
Equity securities:			
Domestic	76	—	76
International	46	—	46
Registered investment companies	61	—	61
Fixed income securities:			
Domestic government and government agencies	273	25	298
International government bonds	1	14	15
Domestic corporate bonds	—	349	349
International corporate bonds	—	42	42
Registered investment companies	—	81	81
Derivative financial instruments	1	—	1
Total investment assets in the fair value hierarchy	459	511	970
Investments measured at NAV:			
Common/collective trusts			188
Venture capital funds and real estate funds			1
Total investment assets			1,159
<b>Other Sempra Energy:</b>			
Equity securities:			
Domestic	10	—	10
International	6	—	6
Registered investment companies	1	—	1
Fixed income securities:			
Domestic government and government agencies	2	—	2
Domestic corporate bonds	—	4	4
International corporate bonds	—	1	1
Registered investment companies	—	(1)	(1)
Total investment assets in the fair value hierarchy	19	4	23
Investments measured at NAV – Common/collective trusts			4
Total other Sempra Energy investment assets			27
Total Sempra Energy Consolidated investment assets in the fair value hierarchy	\$ 624	\$ 533	
Total Sempra Energy Consolidated investment assets			\$ 1,399

## FAIR VALUE MEASUREMENTS – INVESTMENT ASSETS OF OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2019		
	Level 1	Level 2	Total
<b>SDG&amp;E:</b>			
Equity securities:			
Domestic	\$ 21	\$ —	\$ 21
International	13	—	13
Registered investment companies	68	—	68
Fixed income securities:			
Domestic government and government agencies	32	1	33
Domestic corporate bonds	—	8	8
International corporate bonds	—	1	1
Registered investment companies	—	8	8
Total investment assets in the fair value hierarchy	134	18	152
Accounts receivable/payable, net			(2)
Investments measured at NAV – Common/collective trusts			47
Total investment assets			197
<b>SoCalGas:</b>			
Cash and cash equivalents	3	—	3
Equity securities:			
Domestic	78	—	78
International	48	—	48
Registered investment companies	52	—	52
Fixed income securities:			
Domestic government and government agencies	267	21	288
International government bonds	1	10	11
Domestic corporate bonds	—	309	309
International corporate bonds	—	40	40
Registered investment companies	—	75	75
Derivative financial instruments	3	—	3
Total investment assets in the fair value hierarchy	452	455	907
Accounts receivable/payable, net			(5)
Investments measured at NAV – Common/collective trusts			157
Total investment assets			1,059
<b>Other Sempra Energy:</b>			
Equity securities:			
Domestic	9	—	9
International	4	—	4
Fixed income securities:			
Domestic government and government agencies	3	1	4
Domestic corporate bonds	—	3	3
International corporate bonds	—	1	1
Total investment assets in the fair value hierarchy	16	5	21
Investments measured at NAV – Common/collective trusts			4
Total other Sempra Energy investment assets			25
Total Sempra Energy Consolidated investment assets in the fair value hierarchy	\$ 602	\$ 478	
Total Sempra Energy Consolidated investment assets			\$ 1,281



## Future Payments

We expect to contribute the following amounts to our pension and PBOP plans in 2021:

### EXPECTED CONTRIBUTIONS

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated	SDG&E	SoCalGas
Pension plans	\$ 246	\$ 53	\$ 157
Other postretirement benefit plans	5	1	1

The following table shows the total benefits we expect to pay for the next 10 years to current employees and retirees from the plans or from company assets.

### EXPECTED BENEFIT PAYMENTS

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated		SDG&E		SoCalGas	
	Pension benefits	Other postretirement benefits	Pension benefits	Other postretirement benefits	Pension benefits	Other postretirement benefits
2021	\$ 389	\$ 47	\$ 112	\$ 10	\$ 226	\$ 34
2022	268	47	68	10	172	34
2023	255	48	65	10	166	35
2024	246	48	61	10	159	35
2025	239	47	60	10	157	35
2026-2030	1,130	235	263	47	752	172

## SAVINGS PLANS

Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas offer trustee savings plans to all employees. Employee participation, employee contributions and employer matching contributions are subject to the provisions of the respective plans, and for employee contributions, limits imposed by the respective governmental authorities.

Employer contributions to the savings plans were as follows:

### EMPLOYER CONTRIBUTIONS TO SAVINGS PLANS

(Dollars in millions)

	2020	2019	2018
Sempra Energy Consolidated	\$ 47	\$ 44	\$ 43
SDG&E	16	15	15
SoCalGas	25	24	23

The market value of Sempra Energy common stock held by the savings plans was \$1.1 billion and \$1.3 billion at December 31, 2020 and 2019, respectively.

## NOTE 10. SHARE-BASED COMPENSATION



### SEMPRA ENERGY EQUITY COMPENSATION PLANS

Sempra Energy has share-based compensation plans intended to align employee and shareholder objectives related to the long-term growth of Sempra Energy. The plans permit a wide variety of share-based awards, including:

- nonqualified stock options
- incentive stock options
- restricted stock awards
- restricted stock units
- stock appreciation rights
- performance awards
- stock payments
- dividend equivalents

Eligible employees, including those from the California Utilities, participate in Sempra Energy's share-based compensation plans as a component of their compensation package.

In the three years ended December 31, 2020, Sempra Energy had the following types of equity awards outstanding:

- *Nonqualified Stock Options*: Options to purchase common stock have an exercise price equal to the market price of the common stock at the date of grant, are service-based, become exercisable over a three-year period (for awards granted in 2020 and 2019) or over a four-year period (for awards granted in 2010 or earlier), and expire 10 years from the date of grant. Vesting and/or the ability to exercise may be accelerated upon a change in control, in accordance with severance pay agreements or in accordance with the terms of the grant. Options are subject to forfeiture or earlier expiration following termination of employment, subject to certain exceptions.
- *Performance-Based Restricted Stock Units*: These RSU awards generally vest in Sempra Energy common stock at the end of three-year (for awards granted during or after 2015) or four-year performance periods (for awards granted prior to 2015) based on Sempra Energy's total return to shareholders relative to that of specified market indices or based on the compound annual growth rate of Sempra Energy's EPS. The comparative market indices for the awards that vest based on total return to shareholders are the S&P 500 Utilities Index (excluding water companies) and the S&P 500 Index. We use long-term analyst consensus growth estimates for S&P 500 Utilities Index peer companies (excluding water companies) to develop our targets for awards that vest based on EPS growth.
  - For awards granted during or after 2014, up to an additional 100% of the granted RSUs may be issued if total return to shareholders or EPS growth exceeds target levels.
  - For awards granted in 2015 and 2016 and certain awards granted in 2017 and 2018 that vest based on Sempra Energy's total return to shareholders, a modifier adds 20% to the award's payout (as initially calculated based on total return to shareholders relative to that of specified market indices) for total shareholder return performance in the top quartile relative to historical benchmark data for Sempra Energy and reduces the award's payout by 20% for performance in the bottom quartile. However, in no event will more than an additional 100% of the granted RSUs be issued. If performance falls within the second or third quartiles, the modifier is not triggered, and the payout is based solely on total return to shareholders relative to that of specified market indices.

If Sempra Energy's total return to shareholders or EPS growth is below the target levels but above threshold performance levels, shares are subject to partial vesting on a pro rata basis.

- *Other Performance-Based Restricted Stock Units*: RSUs were granted in 2015 in connection with the creation of Cameron LNG JV. The 2015 awards vested in 2019 as both of the following were achieved: (a) the Compensation and Talent Committee of Sempra Energy's board of directors determined that Sempra Energy achieved positive cumulative net income for fiscal years 2015 through 2017 and (b) Cameron LNG JV commenced commercial operations of the first train.



- *Service-Based Restricted Stock Units:* RSUs may also be service-based; these generally vest ratably over three-year service periods (for awards granted in 2019), or at the end of three-year (for awards granted during 2015 through 2018) or four-year service periods (for awards granted prior to 2015).

For RSU awards, vesting may be subject to earlier forfeiture upon termination of employment and accelerated vesting upon a change in control under the applicable LTIP, in accordance with severance pay agreements, or at the discretion of the Compensation and Talent Committee of Sempra Energy's board of directors. Dividend equivalents on shares subject to RSUs are reinvested to purchase additional common shares that become subject to the same vesting conditions as the RSUs to which the dividends relate.

## SHARE-BASED AWARDS AND COMPENSATION EXPENSE

At December 31, 2020, 6,927,284 common shares were authorized and available for future grants of share-based awards. Our practice is to satisfy share-based awards by issuing new shares rather than by open-market purchases.

We measure and recognize compensation expense for all share-based payment awards made to our employees and directors based on estimated fair values on the date of grant. We recognize compensation costs net of an estimated forfeiture rate (based on historical experience) and recognize the compensation costs for nonqualified stock options and RSUs on a straight-line basis over the requisite service period of the award, which is generally three or four years. However, for awards granted to retirement-eligible participants, the expense is recognized over the initial year in which the award was granted as the award requires service through the end of the year in which it was granted. For awards granted to participants who become eligible for retirement during the requisite service period, the expense is recognized over the period between the date of grant and the later of the end of the year in which the award was granted or the date the participant first becomes eligible for retirement. Substantially all awards outstanding are classified as equity instruments; therefore, we recognize additional paid in capital as we recognize the compensation expense associated with the awards. We recognize in earnings the tax benefits (or deficiencies) resulting from tax deductions that are in excess of (or less than) tax benefits related to compensation cost recognized for share-based payments.

Sempra Energy subsidiaries record an expense for the plans to the extent that subsidiary employees participate in the plans and/or the subsidiaries are allocated a portion of the Sempra Energy plans' corporate staff costs. Total share-based compensation expense for all of Sempra Energy's share-based awards was comprised as follows:

SHARE-BASED COMPENSATION EXPENSE			
(Dollars in millions)			
	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Share-based compensation expense, before income taxes <sup>(1)</sup>	\$ 62	\$ 66	\$ 76
Income tax benefit <sup>(1)</sup>	(17)	(18)	(21)
	<u>\$ 45</u>	<u>\$ 48</u>	<u>\$ 55</u>
Capitalized share-based compensation cost	\$ 11	\$ 11	\$ 10
Excess income tax deficiency	\$ 19	\$ 4	\$ 15
<b>SDG&amp;E:</b>			
Share-based compensation expense, before income taxes	\$ 11	\$ 10	\$ 12
Income tax benefit	(3)	(3)	(3)
	<u>\$ 8</u>	<u>\$ 7</u>	<u>\$ 9</u>
Capitalized share-based compensation cost	\$ 7	\$ 6	\$ 6
Excess income tax deficiency	\$ 3	\$ 1	\$ 3
<b>SoCalGas:</b>			
Share-based compensation expense, before income taxes	\$ 14	\$ 15	\$ 16
Income tax benefit	(4)	(4)	(5)
	<u>\$ 10</u>	<u>\$ 11</u>	<u>\$ 11</u>
Capitalized share-based compensation cost	\$ 4	\$ 5	\$ 4

Excess income tax deficiency

\$ 3 \$ 1 \$ 2

(1) Includes activity of awards issued from the IEnova 2013 LTIP, which settle in cash upon vesting based on the price of IEnova's common stock.

## SEMPRA ENERGY NONQUALIFIED STOCK OPTIONS

We use a Black-Scholes option-pricing model to estimate the fair value of each nonqualified stock option grant. The use of a valuation model requires us to make certain assumptions about selected model inputs. Expected volatility is calculated based on a blend of the historical and implied volatility of Sempra Energy's common stock price. The average expected term for options is based on the vesting schedule, contractual term of the option, expected employee exercise and post-termination behavior. The risk-free interest rate is based on U.S. Treasury zero-coupon issues with a remaining term equal to the expected term estimated at the date of the grant. In 2020 and 2019, Sempra Energy's board of directors granted 154,860 and 261,075 nonqualified stock options, respectively, that are exercisable over a three-year period. There were no stock options granted in 2018. The weighted-average per-share fair value for options granted was \$19.76 and \$13.20 in 2020 and 2019, respectively. To calculate this fair value, we used the Black-Scholes model with the following weighted-average assumptions:

### KEY ASSUMPTIONS FOR STOCK OPTIONS GRANTED

	Years ended December 31,	
	2020	2019
Stock price volatility	18.78 %	18.63 %
Expected term	5.34 years	5.34 years
Risk-free rate of return	1.68 %	2.49 %
Annual dividend yield	2.60 %	3.35 %

The following table shows a summary of nonqualified stock options at December 31, 2020 and activity for the year then ended:

### NONQUALIFIED STOCK OPTIONS

	Common shares under options	Weighted- average exercise price	Weighted- average remaining contractual term (in years)	Aggregate intrinsic value (in millions)
Outstanding at January 1, 2020	247,577	\$ 105.86		
Granted	154,860	\$ 149.12		
Exercised	(4,400)	\$ 55.90		
Forfeited/canceled	(32,642)	\$ 149.12		
Outstanding at December 31, 2020	<u>365,395</u>	\$ 120.93	8.34	\$ 2
Vested or expected to vest at December 31, 2020	349,596	\$ 120.28	8.32	\$ 2
Exercisable at December 31, 2020	81,061	\$ 106.76	8.00	\$ 2

The aggregate intrinsic value at December 31, 2020 is the total of the difference between Sempra Energy's closing common stock price and the exercise price for all in-the-money options. The aggregate intrinsic value for nonqualified stock options exercised in the last three years was:

- \* \$0.4 million in 2020
- \* \$4 million in 2019
- \* \$9 million in 2018

We expect a negligible amount of total compensation cost related to nonvested stock options not yet recognized as of December 31, 2020 to be recognized over a weighted-average period of 1.3 years. The weighted-average per-share fair value for nonqualified stock options granted in 2019 was \$106.76.

We received cash of \$0.2 million and \$3 million from stock option exercises during 2020 and 2019, respectively.

## SEMPRA ENERGY RESTRICTED STOCK UNITS

We use a Monte-Carlo simulation model to estimate the fair value of our RSUs that vest based on Sempra Energy's total return to shareholders. Our determination of fair value is affected by the historical volatility of the common stock price for Sempra Energy and its peer group companies. The valuation also is affected by the risk-free rates of return and a number of other variables. Below are key assumptions for RSUs granted in the last three years:

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Stock price volatility	16.35 %	17.74 %	17.46 %
Risk-free rate of return	1.55 %	2.46 %	2.00 %

The following table shows a summary of RSUs at December 31, 2020 and activity for the year then ended:

	Performance-based restricted stock units		Service-based restricted stock units	
	Units	Weighted-average grant-date fair value	Units	Weighted-average grant-date fair value
Nonvested at January 1, 2020	1,086,981	\$ 109.85	415,787	\$ 119.96
Granted	265,236	\$ 155.62	165,847	\$ 138.91
Vested	(403,302)	\$ 110.45	(230,612)	\$ 112.11
Forfeited	(54,954)	\$ 134.90	(7,445)	\$ 140.18
Nonvested at December 31, 2020 <sup>(1)</sup>	893,961	\$ 121.61	343,577	\$ 121.59
Expected to vest at December 31, 2020	882,903	\$ 121.45	339,025	\$ 121.46

<sup>(1)</sup> Each RSU represents the right to receive one share of our common stock if applicable performance conditions are satisfied. For all performance-based RSUs, up to an additional 100% of the shares represented by the RSUs may be issued if Sempra Energy exceeds target performance conditions.

In 2020, 2019 and 2018, the total fair value of RSU shares vested during the year was \$70 million, \$36 million and \$32 million, respectively.

We expect \$28 million of total compensation cost related to nonvested RSUs not yet recognized as of December 31, 2020 to be recognized over a weighted-average period of 1.7 years. The weighted-average per-share fair values for performance-based RSUs granted were \$113.54 and \$105.03 in 2019 and 2018, respectively. The weighted-average per-share fair values for service-based RSUs granted were \$112.50 and \$107.60 in 2019 and 2018, respectively.

## NOTE 11. DERIVATIVE FINANCIAL INSTRUMENTS

We use derivative instruments primarily to manage exposures arising in the normal course of business. Our principal exposures are commodity market risk, benchmark interest rate risk and foreign exchange rate exposures. Our use of derivatives for these risks is integrated into the economic management of our anticipated revenues, anticipated expenses, assets and liabilities. Derivatives may be effective in mitigating these risks (1) that could lead to declines in anticipated revenues or increases in anticipated expenses, or (2) that could cause our asset values to fall or our liabilities to increase. Accordingly, our derivative activity summarized below generally represents an impact that is intended to offset associated revenues, expenses, assets or liabilities that are not included in the tables below.

In certain cases, we apply the normal purchase or sale exception to derivative instruments and have other commodity contracts that are not derivatives. These contracts are not recorded at fair value and are therefore excluded from the disclosures below.



In all other cases, we record derivatives at fair value on the Consolidated Balance Sheets. We have derivatives that are (1) cash flow hedges, (2) fair value hedges, or (3) undesignated. Depending on the applicability of hedge accounting and, for the California Utilities and other operations subject to regulatory accounting, the requirement to pass impacts through to customers, the impact of derivative instruments may be offset in OCI (cash flow hedges), on the balance sheet (regulatory offsets), or recognized in earnings (fair value hedges and undesignated derivatives not subject to rate recovery). We classify cash flows from the principal settlements of cross-currency swaps that hedge exposure related to Mexican peso-denominated debt as financing activities and settlements of other derivative instruments as operating activities on the Consolidated Statements of Cash Flows.

## HEDGE ACCOUNTING

We may designate a derivative as a cash flow hedging instrument if it effectively converts anticipated cash flows associated with revenues or expenses to a fixed dollar amount. We may utilize cash flow hedge accounting for derivative commodity instruments, foreign currency instruments and interest rate instruments. Designating cash flow hedges is dependent on the business context in which the instrument is being used, the effectiveness of the instrument in offsetting the risk that the future cash flows of a given revenue or expense item may vary, and other criteria.

## ENERGY DERIVATIVES

Our market risk is primarily related to natural gas and electricity price volatility and the specific physical locations where we transact. We use energy derivatives to manage these risks. The use of energy derivatives in our various businesses depends on the particular energy market, and the operating and regulatory environments applicable to the business, as follows:

- The California Utilities use natural gas and electricity derivatives, for the benefit of customers, with the objective of managing price risk and basis risks, and stabilizing and lowering natural gas and electricity costs. These derivatives include fixed-price natural gas and electricity positions, options, and basis risk instruments, which are either exchange-traded or over-the-counter financial instruments, or bilateral physical transactions. This activity is governed by risk management and transacting activity plans that have been filed with and approved by the CPUC. Natural gas and electricity derivative activities are recorded as commodity costs that are offset by regulatory account balances and are recovered in rates. Net commodity cost impacts on the Consolidated Statements of Operations are reflected in Cost of Electric Fuel and Purchased Power or in Cost of Natural Gas.
- SDG&E is allocated and may purchase CRRs, which serve to reduce the regional electricity price volatility risk that may result from local transmission capacity constraints. Unrealized gains and losses do not impact earnings, as they are offset by regulatory account balances. Realized gains and losses associated with CRRs, which are recoverable in rates, are recorded in Cost of Electric Fuel and Purchased Power on the Consolidated Statements of Operations.
- Sempra Mexico and Sempra LNG may use natural gas and electricity derivatives, as appropriate, in an effort to optimize the earnings of their assets which support the following businesses: LNG, natural gas transportation and storage, and power generation. Gains and losses associated with undesignated derivatives are recognized in Energy-Related Businesses Revenues or in Energy-Related Businesses Cost of Sales on the Consolidated Statements of Operations. Certain of these derivatives may also be designated as cash flow hedges. Sempra Mexico may also use natural gas energy derivatives with the objective of managing price risk and lowering natural gas prices at its distribution operations. These derivatives, which are recorded as commodity costs that are offset by regulatory account balances and recovered in rates, are recognized in Cost of Natural Gas on the Consolidated Statements of Operations.
- From time to time, our various businesses, including the California Utilities, may use other energy derivatives to hedge exposures such as the price of vehicle fuel and GHG allowances.

The following table summarizes net energy derivative volumes.

### NET ENERGY DERIVATIVE VOLUMES

(Quantities in millions)

Commodity	Unit of measure	December 31,	
		2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Natural gas	MMBtu	5	32
Electricity	MWh	1	2



Congestion revenue rights	MWh	43	48
<b>SDG&amp;E:</b>			
Natural gas	MMBtu	16	37
Electricity	MWh	1	2
Congestion revenue rights	MWh	43	48
<b>SoCalGas:</b>			
Natural gas	MMBtu	1	2

In addition to the amounts noted above, we use commodity derivatives to manage risks associated with the physical locations of contractual obligations and assets, such as natural gas purchases and sales.

## INTEREST RATE DERIVATIVES

We are exposed to interest rates primarily as a result of our current and expected use of financing. The California Utilities, as well as Sempra Energy and its other subsidiaries and JVs, periodically enter into interest rate derivative agreements intended to moderate our exposure to interest rates and to lower our overall costs of borrowing. In addition, we may utilize interest rate swaps, typically designated as cash flow hedges, to lock in interest rates on outstanding debt or in anticipation of future financings.

The following table presents the net notional amounts of our interest rate derivatives, excluding JVs.

INTEREST RATE DERIVATIVES (Dollars in millions)				
	December 31, 2020		December 31, 2019	
	Notional debt	Maturities	Notional debt	Maturities
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Cash flow hedges	\$ 1,486	2021-2034	\$ 1,445	2020-2034

## FOREIGN CURRENCY DERIVATIVES

We utilize cross-currency swaps to hedge exposure related to Mexican peso-denominated debt at our Mexican subsidiaries and JVs. These cash flow hedges exchange our Mexican peso-denominated principal and interest payments into the U.S. dollar and swap Mexican variable interest rates for U.S. fixed interest rates. From time to time, Sempra Mexico and its JVs may use other foreign currency derivatives to hedge exposures related to cash flows associated with revenues from contracts denominated in Mexican pesos that are indexed to the U.S. dollar.

We are also exposed to exchange rate movements at our Mexican subsidiaries and JVs, which have U.S. dollar-denominated cash balances, receivables, payables and debt (monetary assets and liabilities) that give rise to Mexican currency exchange rate movements for Mexican income tax purposes. They also have deferred income tax assets and liabilities denominated in the Mexican peso, which must be translated to U.S. dollars for financial reporting purposes. In addition, monetary assets and liabilities and certain nonmonetary assets and liabilities are adjusted for Mexican inflation for Mexican income tax purposes. We utilize foreign currency derivatives as a means to manage the risk of exposure to significant fluctuations in our income tax expense and equity earnings from these impacts; however, we generally do not hedge our deferred income tax assets and liabilities or for inflation.

We also utilized foreign currency derivatives to hedge exposure to fluctuations in the Peruvian sol and Chilean peso related to the sales of our operations in Peru and Chile, respectively.

The following table presents the net notional amounts of our foreign currency derivatives, excluding JVs.

FOREIGN CURRENCY DERIVATIVES (Dollars in millions)				
	December 31, 2020		December 31, 2019	
	Notional amount	Maturities	Notional amount	Maturities
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Cross-currency swaps	\$ 306	2021-2023	\$ 306	2020-2023
Other foreign currency derivatives	1,764	2021-2022	1,796	2020-2021

## FINANCIAL STATEMENT PRESENTATION

The Consolidated Balance Sheets reflect the offsetting of net derivative positions and cash collateral with the same counterparty when a legal right of offset exists. The following tables provide the fair values of derivative instruments on the Consolidated Balance Sheets, including the amount of cash collateral receivables that were not offset because the cash collateral was in excess of liability positions.

**DERIVATIVE INSTRUMENTS ON THE CONSOLIDATED BALANCE SHEETS**

(Dollars in millions)

	December 31, 2020			
	Other current assets <sup>(1)</sup>	Other long-term assets	Other current liabilities	Deferred credits and other
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Derivatives designated as hedging instruments:				
Interest rate and foreign exchange instruments	\$ —	\$ 1	\$ (26)	\$ (160)
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Foreign exchange instruments	24	—	—	—
Commodity contracts not subject to rate recovery	82	17	(95)	(16)
Associated offsetting commodity contracts	(82)	(13)	82	13
Commodity contracts subject to rate recovery	35	95	(35)	(25)
Associated offsetting commodity contracts	(2)	—	2	—
Net amounts presented on the balance sheet	57	100	(72)	(188)
Additional cash collateral for commodity contracts not subject to rate recovery	21	—	—	—
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	30	—	—	—
Total <sup>(2)</sup>	\$ 108	\$ 100	\$ (72)	\$ (188)
<b>SDG&amp;E:</b>				
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 32	\$ 95	\$ (28)	\$ (25)
Associated offsetting commodity contracts	(1)	—	1	—
Net amounts presented on the balance sheet	31	95	(27)	(25)
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	24	—	—	—
Total <sup>(2)</sup>	\$ 55	\$ 95	\$ (27)	\$ (25)
<b>SoCalGas:</b>				
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 3	\$ —	\$ (7)	\$ —
Associated offsetting commodity contracts	(1)	—	1	—
Net amounts presented on the balance sheet	2	—	(6)	—
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	6	—	—	—
Total	\$ 8	\$ —	\$ (6)	\$ —

<sup>(1)</sup> Included in Current Assets; Fixed-Price Contracts and Other Derivatives for SDG&E.

<sup>(2)</sup> Normal purchase contracts previously measured at fair value are excluded.

# DERIVATIVE INSTRUMENTS ON THE CONSOLIDATED BALANCE SHEETS

(Dollars in millions)

December 31, 2019

	Other current assets <sup>(1)</sup>	Other long-term assets	Other current liabilities	Deferred credits and other
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Derivatives designated as hedging instruments:				
Interest rate and foreign exchange instruments	\$ —	\$ 3	\$ (17)	\$ (140)
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Foreign exchange instruments	41	—	(20)	—
Associated offsetting foreign exchange instruments	(20)	—	20	—
Commodity contracts not subject to rate recovery	34	11	(41)	(10)
Associated offsetting commodity contracts	(32)	(2)	32	2
Commodity contracts subject to rate recovery	41	76	(47)	(47)
Associated offsetting commodity contracts	(6)	(3)	6	3
Associated offsetting cash collateral	—	—	14	—
Net amounts presented on the balance sheet	58	85	(53)	(192)
Additional cash collateral for commodity contracts not subject to rate recovery	43	—	—	—
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	25	—	—	—
<b>Total<sup>(2)</sup></b>	<b>\$ 126</b>	<b>\$ 85</b>	<b>\$ (53)</b>	<b>\$ (192)</b>
<b>SDG&amp;E:</b>				
Derivatives designated as hedging instruments:				
Commodity contracts subject to rate recovery	30	76	(41)	(47)
Associated offsetting commodity contracts	(4)	(3)	4	3
Associated offsetting cash collateral	—	—	14	—
Net amounts presented on the balance sheet	26	73	(23)	(44)
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	16	—	—	—
<b>Total<sup>(2)</sup></b>	<b>\$ 42</b>	<b>\$ 73</b>	<b>\$ (23)</b>	<b>\$ (44)</b>
<b>SoCalGas:</b>				
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 11	\$ —	\$ (6)	\$ —
Associated offsetting commodity contracts	(2)	—	2	—
Net amounts presented on the balance sheet	9	—	(4)	—
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	9	—	—	—
<b>Total</b>	<b>\$ 18</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ (4)</b>	<b>\$ —</b>

<sup>(1)</sup> Included in Current Assets: Fixed-Price Contracts and Other Derivatives for SDG&E.

<sup>(2)</sup> Normal purchase contracts previously measured at fair value are excluded.



The table below includes the effects of derivative instruments designated as cash flow hedges on the Consolidated Statements of Operations and in OCI and AOCI.

CASH FLOW HEDGE IMPACTS								
(Dollars in millions)								
	Pretax (loss) gain recognized in OCI			Location	Pretax (loss) gain reclassified from AOCI into earnings			
	Years ended December 31,				Years ended December 31,			
	2020	2019	2018		2020	2019	2018	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>								
Interest rate instruments	\$ —	\$ —	\$ —	(Loss) Gain on Sale of Assets	\$ —	\$ (10)	\$ (9)	
Interest rate instruments <sup>(1)</sup>	(34)	(24)	17	Interest Expense <sup>(1)</sup>	(10)	(3)	(1)	
Interest rate instruments	(185)	(164)	44	Equity Earnings	(46)	(3)	(9)	
Foreign exchange instruments	(4)	(8)	(4)	Revenues: Energy- Related Businesses	1	(2)	1	
Interest rate and foreign exchange instruments	(6)	19	14	Interest Expense	(1)	—	1	
				Other (Expense) Income, Net	(11)	9	2	
Foreign exchange instruments	(3)	(10)	(3)	Equity Earnings	—	(2)	2	
Total	\$ (232)	\$ (187)	\$ 68		\$ (67)	\$ (11)	\$ (13)	
<b>SDG&amp;E:</b>								
Interest rate instruments <sup>(1)</sup>	\$ —	\$ (1)	\$ 1	Interest Expense <sup>(1)</sup>	\$ —	\$ (3)	\$ (7)	
<b>SoCalGas:</b>								
Interest rate instruments	\$ —	\$ —	\$ —	Interest Expense	\$ —	\$ (1)	\$ (1)	

<sup>(1)</sup> Amounts include Otay Mesa VIE. All of SDG&E's interest rate derivative activity relates to Otay Mesa VIE. On August 14, 2019, OMEC LLC paid in full its variable-rate loan and terminated its interest rate swaps.

For Sempra Energy Consolidated, we expect that \$87 million of losses, which are net of income tax benefit, that are currently recorded in AOCI related to cash flow hedges will be reclassified into earnings during the next 12 months as the hedged items affect earnings. SoCalGas expects that \$1 million of losses, net of income tax benefit, that are currently recorded in AOCI related to cash flow hedges will be reclassified into earnings during the next 12 months as the hedged items affect earnings. Actual amounts ultimately reclassified into earnings depend on the interest rates in effect when derivative contracts mature.

For all forecasted transactions, the maximum remaining term over which we are hedging exposure to the variability of cash flows at December 31, 2020 is approximately 14 years for Sempra Energy Consolidated. The maximum remaining term for which we are hedging exposure to the variability of cash flows at our equity method investees is 19 years.

The following table summarizes the effects of derivative instruments not designated as hedging instruments on the Consolidated Statements of Operations.

UNDESIGNATED DERIVATIVE IMPACTS		Pretax gain (loss) on derivatives recognized in earnings		
(Dollars in millions)		Years ended December 31,		
	Location	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Commodity contracts not subject to rate recovery	Revenues: Energy-Related Businesses	\$ 17	\$ 12	\$ 26
Commodity contracts subject to rate recovery	Cost of Natural Gas	(7)	3	5
Commodity contracts subject to rate recovery	Cost of Electric Fuel and Purchased Power	88	(140)	279
Foreign exchange instruments	Other (Expense) Income, Net	(56)	25	3
Total		\$ 42	\$ (100)	\$ 313
<b>SDG&amp;E:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	Cost of Electric Fuel and Purchased Power	\$ 88	\$ (140)	\$ 279
<b>SoCalGas:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	Cost of Natural Gas	\$ (7)	\$ 3	\$ 5

## CONTINGENT FEATURES

For Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas, certain of our derivative instruments contain credit limits which vary depending on our credit ratings. Generally, these provisions, if applicable, may reduce our credit limit if a specified credit rating agency reduces our ratings. In certain cases, if our credit ratings were to fall below investment grade, the counterparty to these derivative liability instruments could request immediate payment or demand immediate and ongoing full collateralization.

For Sempra Energy Consolidated, the total fair value of this group of derivative instruments in a liability position at December 31, 2020 and 2019 was \$16 million and \$21 million, respectively. For SoCalGas, the total fair value of this group of derivative instruments in a liability position at December 31, 2020 and 2019 was \$6 million and \$4 million, respectively. At December 31, 2020, if the credit ratings of Sempra Energy or SoCalGas were reduced below investment grade, \$16 million and \$6 million, respectively, of additional assets could be required to be posted as collateral for these derivative contracts.

For Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas, some of our derivative contracts contain a provision that would permit the counterparty, in certain circumstances, to request adequate assurance of our performance under the contracts. Such additional assurance, if needed, is not material and is not included in the amounts above.

## NOTE 12. FAIR VALUE MEASUREMENTS



### RECURRING FAIR VALUE MEASURES

The three tables below, by level within the fair value hierarchy, set forth our financial assets and liabilities that were accounted for at fair value on a recurring basis at December 31, 2020 and 2019. We classify financial assets and liabilities in their entirety based on the lowest level of input that is significant to the fair value measurement. Our assessment of the significance of a particular input to the fair value measurement requires judgment, and may affect the valuation of fair-valued assets and liabilities, and their placement within the fair value hierarchy.

The fair value of commodity derivative assets and liabilities is presented in accordance with our netting policy, as we discuss in Note 11 under “Financial Statement Presentation.”

The determination of fair values, shown in the tables below, incorporates various factors, including but not limited to, the credit standing of the counterparties involved and the impact of credit enhancements (such as cash deposits, letters of credit and priority interests).

Our financial assets and liabilities that were accounted for at fair value on a recurring basis in the tables below include the following (other than a \$5 million investment at December 31, 2019 measured at NAV):

- Nuclear decommissioning trusts reflect the assets of SDG&E’s NDT, excluding cash balances. A third-party trustee values the trust assets using prices from a pricing service based on a market approach. We validate these prices by comparison to prices from other independent data sources. Securities are valued using quoted prices listed on nationally recognized securities exchanges or based on closing prices reported in the active market in which the identical security is traded (Level 1). Other securities are valued based on yields that are currently available for comparable securities of issuers with similar credit ratings (Level 2).
- For commodity contracts, interest rate derivatives and foreign exchange instruments, we primarily use a market or income approach with market participant assumptions to value these derivatives. Market participant assumptions include those about risk, and the risk inherent in the inputs to the valuation techniques. These inputs can be readily observable, market corroborated, or generally unobservable. We have exchange-traded derivatives that are valued based on quoted prices in active markets for the identical instruments (Level 1). We also may have other commodity derivatives that are valued using industry standard models that consider quoted forward prices for commodities, time value, current market and contractual prices for the underlying instruments, volatility factors, and other relevant economic measures (Level 2). Level 3 recurring items relate to CRRs and long-term, fixed-price electricity positions at SDG&E, as we discuss below in “Level 3 Information – SDG&E.”
- Rabbi Trust investments include marketable securities that we value using a market approach based on closing prices reported in the active market in which the identical security is traded (Level 1). These investments in marketable securities were negligible at December 31, 2020, and 2019.
- As we discuss in Note 6, in July 2020, Sempra Energy entered into a Support Agreement for the benefit of CFIN. We measure the Support Agreement, which includes a guarantee obligation, a put option and a call option, net of related guarantee fees, at fair value on a recurring basis. We use a discounted cash flow model to value the Support Agreement, net of related guarantee fees. Because some of the inputs that are significant to the valuation are less observable, the Support Agreement is classified as Level 3, as we describe below in “Level 3 Information – Sempra LNG.”

**RECURRING FAIR VALUE MEASURES – SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED**

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2020			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Nuclear decommissioning trusts:				
Equity securities	\$ 358	\$ 6	\$ —	\$ 364
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	41	24	—	65
Municipal bonds	—	326	—	326
Other securities	—	270	—	270
Total debt securities	41	620	—	661
Total nuclear decommissioning trusts <sup>(1)</sup>	399	626	—	1,025
Interest rate and foreign exchange instruments	—	25	—	25
Commodity contracts not subject to rate recovery	—	4	—	4
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	21	—	—	21
Commodity contracts subject to rate recovery	6	1	121	128
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	19	5	6	30
Support Agreement, net of related guarantee fees	—	—	7	7
<b>Total</b>	<b>\$ 445</b>	<b>\$ 661</b>	<b>\$ 134</b>	<b>\$ 1,240</b>
<b>Liabilities:</b>				
Interest rate and foreign exchange instruments	\$ —	\$ 186	\$ —	\$ 186
Commodity contracts not subject to rate recovery	—	16	—	16
Commodity contracts subject to rate recovery	—	6	52	58
Support Agreement, net of related guarantee fees	—	—	4	4
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 208</b>	<b>\$ 56</b>	<b>\$ 264</b>
	Fair value at December 31, 2019			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Nuclear decommissioning trusts:				
Equity securities	\$ 503	\$ 6	\$ —	\$ 509
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	46	11	—	57
Municipal bonds	—	282	—	282
Other securities	—	226	—	226
Total debt securities	46	519	—	565
Total nuclear decommissioning trusts <sup>(1)</sup>	549	525	—	1,074
Interest rate and foreign exchange instruments	—	24	—	24
Commodity contracts not subject to rate recovery	—	11	—	11
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	43	—	—	43
Commodity contracts subject to rate recovery	5	8	95	108
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	11	8	6	25
<b>Total</b>	<b>\$ 608</b>	<b>\$ 576</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 1,285</b>
<b>Liabilities:</b>				
Interest rate and foreign exchange instruments	\$ —	\$ 157	\$ —	\$ 157
Commodity contracts not subject to rate recovery	—	17	—	17
Commodity contracts subject to rate recovery	14	4	67	85
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	(14)	—	—	(14)
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 178</b>	<b>\$ 67</b>	<b>\$ 245</b>



(1) *Excludes cash, cash equivalents and receivables (payables), net.*

(2) *Includes the effect of the contractual ability to settle contracts under master netting agreements and with cash collateral, as well as cash collateral not offset.*

**COPIA SIMPLE**

## RECURRING FAIR VALUE MEASURES – SDG&E

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2020			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Nuclear decommissioning trusts:				
Equity securities	\$ 358	\$ 6	\$ —	\$ 364
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	41	24	—	65
Municipal bonds	—	326	—	326
Other securities	—	270	—	270
Total debt securities	41	620	—	661
Total nuclear decommissioning trusts <sup>(1)</sup>	399	626	—	1,025
Commodity contracts subject to rate recovery	5	—	121	126
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	18	—	6	24
<b>Total</b>	<b>\$ 422</b>	<b>\$ 626</b>	<b>\$ 127</b>	<b>\$ 1,175</b>
<b>Liabilities:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ —	\$ —	\$ 52	\$ 52
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 52</b>	<b>\$ 52</b>

	Fair value at December 31, 2019			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Nuclear decommissioning trusts:				
Equity securities	\$ 503	\$ 6	\$ —	\$ 509
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	46	11	—	57
Municipal bonds	—	282	—	282
Other securities	—	226	—	226
Total debt securities	46	519	—	565
Total nuclear decommissioning trusts <sup>(1)</sup>	549	525	—	1,074
Commodity contracts subject to rate recovery	1	3	95	99
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	10	—	6	16
<b>Total</b>	<b>\$ 560</b>	<b>\$ 528</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 1,189</b>
<b>Liabilities:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 14	\$ —	\$ 67	\$ 81
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	(14)	—	—	(14)
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 67</b>	<b>\$ 67</b>

<sup>(1)</sup> Excludes cash, cash equivalents and receivables (payables), net.

<sup>(2)</sup> Includes the effect of the contractual ability to settle contracts under master netting agreements and with cash collateral, as well as cash collateral not offset.

## RECURRING FAIR VALUE MEASURES – SOCIALGAS

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2020			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 1	\$ 1	\$ —	\$ 2
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(1)</sup>	1	5	—	6
<b>Total</b>	<b>\$ 2</b>	<b>\$ 6</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 8</b>
<b>Liabilities:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ —	\$ 6	\$ —	\$ 6
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 6</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 6</b>

	Fair value at December 31, 2019			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 4	\$ 5	\$ —	\$ 9
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(1)</sup>	1	8	—	9
<b>Total</b>	<b>\$ 5</b>	<b>\$ 13</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 18</b>
<b>Liabilities:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ —	\$ 4	\$ —	\$ 4
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 4</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 4</b>

<sup>(1)</sup> Includes the effect of the contractual ability to settle contracts under master netting agreements and with cash collateral, as well as cash collateral not offset.

### Level 3 Information

#### SDG&E

The table below sets forth reconciliations of changes in the fair value of CRRs and long-term, fixed-price electricity positions classified as Level 3 in the fair value hierarchy for Sempra Energy Consolidated and SDG&E.

#### LEVEL 3 RECONCILIATIONS<sup>(1)</sup>

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Balance at January 1	\$ 28	\$ 179	\$ (28)
Realized and unrealized gains (losses)	19	(184)	209
Allocated transmission instruments	6	6	10
Settlements	16	27	(12)
<b>Balance at December 31</b>	<b>\$ 69</b>	<b>\$ 28</b>	<b>\$ 179</b>
Change in unrealized gains (losses) relating to instruments still held at December 31	\$ 34	\$ (139)	\$ 183

<sup>(1)</sup> Excludes the effect of the contractual ability to settle contracts under master netting agreements.

Inputs used to determine the fair value of CRRs and fixed-price electricity positions are reviewed and compared with market conditions to determine reasonableness. SDG&E expects all costs related to these instruments to be recoverable through customer rates. As such, there is no impact to earnings from changes in the fair value of these instruments.

CRRs are recorded at fair value based almost entirely on the most current auction prices published by the California ISO, an objective source. Annual auction prices are published once a year, typically in the middle of November, and are the basis for valuing CRRs settling in the following year. For the CRRs settling from January 1 to December 31, the auction price inputs, at a given location, were in the following ranges for the years indicated below:

**CONGESTION REVENUE RIGHTS AUCTION PRICE INPUTS**

Settlement year	Price per MWh				Median price per MWh
2021	\$	(1.81)	to	\$	14.11
2020		(3.77)	to		6.03
2019		(8.57)	to		35.21
					(0.12)
					(1.58)
					(2.94)

The impact associated with discounting is negligible. Because these auction prices are a less observable input, these instruments are classified as Level 3. The fair value of these instruments is derived from auction price differences between two locations. Positive values between two locations represent expected future reductions in congestion costs, whereas negative values between two locations represent expected future charges. Valuation of our CRRs is sensitive to a change in auction price. If auction prices at one location increase (decrease) relative to another location, this could result in a higher (lower) fair value measurement. We summarize CRR volumes in Note 11.

Long-term, fixed-price electricity positions that are valued using significant unobservable data are classified as Level 3 because the contract terms relate to a delivery location or tenor for which observable market rate information is not available. The fair value of the net electricity positions classified as Level 3 is derived from a discounted cash flow model using market electricity forward price inputs. The range and weighted-average price of these inputs at December 31 were as follows:

**LONG-TERM, FIXED-PRICE ELECTRICITY POSITIONS PRICE INPUTS**

Settlement year	Price per MWh				Weighted-average price per MWh
2020	\$	19.60	to	\$	78.10
2019		21.00	to		61.15
					39.71
					37.92

A significant increase (decrease) in market electricity forward prices would result in a significantly higher (lower) fair value. We summarize long-term, fixed-price electricity position volumes in Note 11.

Realized gains and losses associated with CRRs and long-term, fixed-price electricity positions, which are recoverable in rates, are recorded in Cost of Electric Fuel and Purchased Power on the Consolidated Statements of Operations. Because unrealized gains and losses are recorded as regulatory assets and liabilities, they do not affect earnings.

*Sempra LNG*

The table below sets forth a reconciliation of changes in the fair value of Sempra Energy's Support Agreement for the benefit of CFIN classified as Level 3 in the fair value hierarchy for Sempra Energy Consolidated.

**LEVEL 3 RECONCILIATION**

*(Dollars in millions)*

	Year ended December 31, 2020
Balance at January 1	\$ —
Realized and unrealized gains <sup>(1)</sup>	6
Settlements	(3)
Balance at December 31 <sup>(2)</sup>	\$ 3
Change in unrealized gains (losses) relating to instruments still held at December 31	\$ 3

<sup>(1)</sup> Net gains are included in Interest Income and net losses are included in Interest Expense on the Sempra Energy Consolidated Statement of Operations.

<sup>(2)</sup> Includes \$7 million in Other Current Assets offset by \$4 million in Deferred Credits and Other on the Sempra Energy Consolidated Balance Sheet.

The fair value of the Support Agreement, net of related guarantee fees, is based on a discounted cash flow model using a probability of default and survival methodology. Our estimate of fair value considers inputs such as third-party default rates,



credit ratings, recovery rates, and risk-adjusted discount rates, which may be readily observable, market corroborated or generally unobservable inputs. Because CFIN's credit rating and related default and survival rates are unobservable inputs that are significant to the valuation, the Support Agreement, net of related guarantee fees, is classified as Level 3. We assigned CFIN an internally developed credit rating of A3 and relied on default rate data published by Moody's to assign a probability of default. A hypothetical change in the credit rating up or down one notch would not result in a significant change in the fair value of the Support Agreement.

### **Fair Value of Financial Instruments**

The fair values of certain of our financial instruments (cash, accounts and notes receivable, short-term amounts due to/from unconsolidated affiliates, dividends and accounts payable, short-term debt and customer deposits) approximate their carrying amounts because of the short-term nature of these instruments. Investments in life insurance contracts that we hold in support of our Supplemental Executive Retirement, Cash Balance Restoration and Deferred Compensation Plans are carried at cash surrender values, which represent the amount of cash that could be realized under the contracts. The following table provides the carrying amounts and fair values of certain other financial instruments that are not recorded at fair value on the Consolidated Balance Sheets.

#### **FAIR VALUE OF FINANCIAL INSTRUMENTS**

(Dollars in millions)

		December 31, 2020				
	Carrying	Fair value				
	amount	Level 1	Level 2	Level 3	Total	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>						
Long-term amounts due from unconsolidated affiliates <sup>(1)</sup>	\$ 786	\$ —	\$ 817	\$ —	\$ 817	
Long-term amounts due to unconsolidated affiliates	275	—	266	—	266	
Total long-term debt <sup>(2)</sup>	22,259	—	25,478	—	25,478	
<b>SDG&amp;E:</b>						
Total long-term debt <sup>(3)</sup>	\$ 6,253	\$ —	\$ 7,384	\$ —	\$ 7,384	
<b>SoCalGas:</b>						
Total long-term debt <sup>(4)</sup>	\$ 4,759	\$ —	\$ 5,655	\$ —	\$ 5,655	
		December 31, 2019				
	Carrying	Fair value				
	amount	Level 1	Level 2	Level 3	Total	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>						
Long-term amounts due from unconsolidated affiliates	\$ 742	\$ —	\$ 759	\$ —	\$ 759	
Long-term amounts due to unconsolidated affiliates	195	—	184	—	184	
Total long-term debt <sup>(2)</sup>	21,247	—	22,638	26	22,664	
<b>SDG&amp;E:</b>						
Total long-term debt <sup>(3)</sup>	\$ 5,140	\$ —	\$ 5,662	\$ —	\$ 5,662	
<b>SoCalGas:</b>						
Total long-term debt <sup>(4)</sup>	\$ 3,809	\$ —	\$ 4,189	\$ —	\$ 4,189	

<sup>(1)</sup> Before allowances for credit losses of \$3 million. Includes \$3 million of accrued interest receivable in Due From Unconsolidated Affiliate – Current.

<sup>(2)</sup> Before reductions of unamortized discount and debt issuance costs of \$268 million and \$225 million at December 31, 2020 and 2019, respectively, and excluding finance lease obligations of \$1,330 million and \$1,289 million at December 31, 2020 and 2019, respectively.

<sup>(3)</sup> Before reductions of unamortized discount and debt issuance costs of \$52 million and \$48 million at December 31, 2020 and 2019, respectively, and excluding finance lease obligations of \$1,276 million and \$1,270 million at December 31, 2020 and 2019, respectively.

<sup>(4)</sup> Before reductions of unamortized discount and debt issuance costs of \$40 million and \$34 million at December 31, 2020 and 2019, respectively, and excluding finance lease obligations of \$54 million and \$19 million at December 31, 2020 and 2019, respectively.

We provide the fair values for the securities held in the NDT related to SONGS in Note 15.

### **NON-RECURRING FAIR VALUE MEASURES**



### *Non-Utility Natural Gas Storage Assets*

As we discuss in Note 5, in June 2018, our board of directors approved a plan to sell Mississippi Hub, our 90.9% ownership interest in Bay Gas and other non-utility assets (the non-utility natural gas storage assets). In June 2018, we also owned a 75.4% interest in LA Storage, a salt cavern development project in Cameron Parish in Louisiana. The LA Storage project also includes an existing 23.3-mile pipeline header system that is not currently contracted.

Because of the plan of sale, we considered a market participant's view of the total value of the non-utility natural gas storage assets and determined that their fair value, less costs to sell, may be less than their carrying value. Additionally, our inability to secure customer contracts that would support further investment in LA Storage led us to assess and conclude that the full carrying value of these other U.S. midstream assets may not be recoverable. As a result, on June 25, 2018, we recorded an impairment of \$1.3 billion (\$755 million after tax and NCI) in Impairment Losses on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations.

We measured the estimated fair value of \$190 million at June 25, 2018 using a discounted cash flow approach. This approach included unobservable inputs, resulting in a Level 3 measurement in the fair value hierarchy. We considered a market participant's view of the values of the non-utility natural gas storage assets based on an estimation of future net cash flows. To estimate future net cash flows, we considered the non-utility natural gas storage assets' prospects for generating revenues and cash flows beyond their existing contracted capacity and tenors, including natural gas price volatility and seasonality factors, as well as discount rates commensurate with the risks inherent in the cash flows.

On January 1, 2019, Sempra LNG entered into an agreement to sell Mississippi Hub and Bay Gas for \$332 million, subject to working capital adjustments and \$20 million representing Sempra LNG's purchase of the 9.1% minority interest in Bay Gas immediately prior to and included as part of the sale. On February 7, 2019, Sempra LNG completed this sale. Additionally, in December 2018, Sempra LNG entered into an agreement to sell other non-utility assets for \$5 million; such sale was completed in January 2019. We considered the assets' sales prices negotiated with active market participants to be a relevant and material data input. Accordingly, we updated our fair value analysis to reflect the Level 2 market participant input as the primary indicator of fair value. As a result, on December 31, 2018, we reduced the impairment of \$1.3 billion recorded on June 25, 2018 by \$183 million (\$126 million after tax and NCI), resulting in a total impairment of \$1.1 billion (\$629 million after tax and NCI) for the year ended December 31, 2018, based on a fair value of \$337 million for these non-utility natural gas storage assets.

### *Sempra Renewables*

#### *U.S. Wind Investments*

As we discuss in Notes 5 and 6, in June 2018, our board of directors approved a plan to sell all our wind and solar equity method investments at Sempra Renewables. Because of our expectation of a shorter holding period as a result of this plan of sale, we evaluated the recoverability of the carrying amounts of each of these investments and concluded there was an other-than-temporary impairment on certain of our wind equity method investments totaling \$200 million (\$145 million after tax), which we recorded in Equity Earnings on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations for the year ended December 31, 2018. We measured the estimated fair value of \$145 million at June 25, 2018 using a discounted cash flow model including significant unobservable inputs, adjusted for our applicable ownership percentages, which is a Level 3 measurement in the fair value hierarchy. The key inputs to the methodology were contracted and merchant pricing, and the discount rate. Sempra Renewables completed the sale of its interests in these wind equity method investments in April 2019.

The table below summarizes significant inputs impacting our non-recurring fair value measures. Additional discussions about the related transactions are provided in Note 5, and as applicable, in Note 6.

#### NON-RECURRING FAIR VALUE MEASURES – SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED

Measurement date	Estimated fair value (in millions)	Valuation technique	Fair value hierarchy	% of fair value measurement	Inputs used to develop measurement	Range of inputs (weighted average)
------------------	------------------------------------	---------------------	----------------------	-----------------------------	------------------------------------	------------------------------------

Non-utility natural gas storage assets	December 31, 2018	\$	337	Market approach	Level 2	100%	Assets' sales prices	100%	
Non-utility natural gas storage assets	June 25, 2018	\$	190	Discounted cash flows	Level 3	100%	Storage rates per dekatherm per month	\$0.06 - \$0.22 \$(0.10)	(1)
							Discount rate	10%	(2)
Certain of our U.S. wind equity method investments	June 25, 2018	\$	145	Discounted cash flows	Level 3	100%	Contracted and observable merchant prices per MWh	\$29 - \$92	(1)
							Discount rate	8% - 10% (8.7%)	(2)

<sup>(1)</sup> Generally, significant increases (decreases) in this input in isolation would result in a significantly higher (lower) fair value measurement.

<sup>(2)</sup> An increase in the discount rate would result in a decrease in fair value.

**COPIA SIMPLE**

## NOTE 13. PREFERRED STOCK

Sempra Energy and SDG&E are authorized to issue up to 50 million and 45 million shares of preferred stock, respectively. At December 31, 2020 and 2019, SDG&E had no preferred stock outstanding. The rights, preferences, privileges and restrictions for any new series of preferred stock would be established by each company's board of directors at the time of issuance. We discuss SoCalGas preferred stock below.

### SEMPRA ENERGY MANDATORY CONVERTIBLE PREFERRED STOCK

In January 2018, we issued 17,250,000 shares of our 6% mandatory convertible preferred stock, series A (series A preferred stock) in a registered public offering at \$100.00 per share (or \$98.20 per share after deducting underwriting discounts), and received net proceeds of \$1.69 billion (net of underwriting discounts and equity issuance costs of \$32 million). Each share of series A preferred stock had a liquidation value of \$100.00.

In July 2018, we issued 5,750,000 shares of our 6.75% mandatory convertible preferred stock, series B (series B preferred stock) in a registered public offering at \$100.00 per share (or \$98.35 per share after deducting underwriting discounts), and received net proceeds of \$565 million (net of underwriting discounts and equity issuance costs of \$10 million). Each share of series B preferred stock has a liquidation value of \$100.00.

#### *Mandatory Conversion*

Unless earlier converted, each share of the series A preferred stock and series B preferred stock is to automatically convert on the mandatory conversion date of January 15, 2021 and July 15, 2021, respectively. The number of shares of our common stock issuable on conversion of each such series of preferred stock is determined based on the volume-weighted average market value per share of our common stock over the 20-consecutive trading day period beginning on and including the 21st scheduled trading day immediately preceding January 15, 2021 for the series A preferred stock and July 15, 2021 for the series B preferred stock. On January 15, 2021, we converted 17,250,000 shares of series A preferred stock into 13,781,025 shares of our common stock based on a conversion rate of 0.7989 shares of our common stock for each issued and outstanding share of series A preferred stock. As a consequence, no shares of series A preferred stock were outstanding after January 15, 2021 and the 17,250,000 shares that were formerly series A preferred stock have returned to the status of authorized and unissued shares of preferred stock.

The terms of our series A preferred stock and series B preferred stock require a notice to holders when the aggregate adjustment to the conversion rates at which shares of series A preferred stock or series B preferred stock are convertible into shares of Sempra Energy common stock is more than 1%. On July 6, 2020, we notified the holders of the series A preferred stock of such an adjustment. These adjustments, which resulted from the incremental impact of our second quarter dividend declared on our common stock and which became effective as of June 25, 2020, the ex-dividend date for such dividend, include adjustments to the minimum and maximum conversion rates and the related initial and threshold appreciation prices.

The following table illustrates the conversion rate per share of our series B preferred stock, subject to certain anti-dilution adjustments.

#### CONVERSION RATES

Applicable market value per share of our common stock	Conversion rate (number of shares of our common stock to be received upon conversion of each share of series B preferred stock)
<b>Series B preferred stock</b>	
Greater than \$136.50 (which is the threshold appreciation price)	0.7326 shares (approximately equal to \$100.00 divided by the threshold appreciation price)
Equal to or less than \$136.50 but greater than or equal to \$113.75	Between 0.7326 and 0.8791 shares, determined by dividing \$100.00 by the applicable market value of our common stock
Less than \$113.75 (which is the initial price)	0.8791 shares (approximately equal to \$100.00 divided by the initial price)



### ***Conversion at the Option of the Holder***

Generally, and subject to the terms of the respective series of mandatory convertible preferred stock, at any time prior to January 15, 2021 for the series A preferred stock and July 15, 2021 for the series B preferred stock, holders were (with respect to the series A preferred stock) or are (with respect to the series B preferred stock) entitled to elect to convert each share of their preferred stock into shares of our common stock at the minimum conversion rate. No holders of the series A preferred stock elected such a conversion before the January 15, 2021 mandatory conversion of all then-outstanding shares. If all outstanding series B preferred stock were converted early, we would issue, subject to anti-dilution adjustments, 4.2 million common shares upon such conversion. In addition, if holders of the series B preferred stock elect to convert any shares during a specified period beginning on the effective date of a fundamental change, as defined in the certificate of determination of preferences of the series B preferred stock, such shares of preferred stock will be converted into shares of our common stock at a fundamental change conversion rate, and the holders will also be entitled to receive a fundamental change dividend make-whole amount and accumulated dividend amount.

### ***Dividends***

Dividends on each series of mandatory convertible preferred stock are (or, with respect to the series A preferred stock, were) payable quarterly on a cumulative basis when, as and if declared by our board of directors. All dividends ceased to accrue on the series A preferred stock upon their mandatory conversion on January 15, 2021. We may pay quarterly declared dividends on the series B preferred stock in cash or, subject to certain limitations, in shares of our common stock, no par value, or in any combination of cash and shares of our common stock. Shares of common stock used to pay dividends will be valued at 97% of the volume-weighted average price per share over the five-consecutive trading day period beginning on, and including the sixth trading day prior to, the applicable dividend payment date.

### ***Voting Rights***

The holders of the series B preferred stock do not have voting rights, except with respect to any authorization, creation or increase in the authorized amount of any class or series of capital stock ranking senior to the series B preferred stock, certain amendments to the terms of the series B preferred stock, in certain other limited circumstances and as otherwise specifically required by California law. In addition, whenever dividends on any shares of series B preferred stock have not been declared and paid or have been declared but not paid for six or more dividend periods, whether or not consecutive, the authorized number of directors on our board of directors will automatically be increased by two and the holders of the series B preferred stock, voting together as a single class with holders of any and all other outstanding preferred stock of equal rank having similar voting rights, will be entitled to elect two directors who satisfy certain requirements to fill such newly created directorships. This voting right will terminate when all accumulated and unpaid dividends on the series B preferred stock have been paid in full and, upon such termination and the termination of the same voting rights of all other holders of outstanding series of preferred stock that have such voting rights, the term of office of each director elected pursuant to such rights will terminate and the authorized number of directors will automatically decrease by two, subject to the re-vesting of that right in the event of each subsequent nonpayment.

### ***Ranking***

The series B preferred stock ranks, with respect to dividend rights and distribution rights upon our liquidation, winding-up or dissolution:

- senior to our common stock and each other class or series of our capital stock established in the future, unless the terms of such capital stock expressly provide otherwise;
- on parity with our outstanding series C preferred stock and each class or series of our capital stock established in the future if the terms of such capital stock provide that it ranks on parity with the series B preferred stock;
- junior to each class or series of our capital stock established in the future, if the terms of such capital stock provide that it ranks senior to the series B preferred stock;
- junior to our existing and future indebtedness and other liabilities; and
- structurally subordinated to all existing and future indebtedness and other liabilities of our subsidiaries and capital stock of our subsidiaries held by third parties.

**COPIA SIMPLE**

11/11/11



## SEMPRA ENERGY SERIES C PREFERRED STOCK

In June 2020, we issued 900,000 shares of our 4.875% fixed-rate reset cumulative redeemable perpetual preferred stock, series C (series C preferred stock) in a registered public offering at a price to the public of \$1,000 per share and received net proceeds of \$889 million after deducting the underwriting discount and equity issuance costs of \$11 million. We used the net proceeds for working capital and other general corporate purposes, including the repayment of indebtedness.

### *Liquidation Preference*

Each share of series C preferred stock has a liquidation preference of \$1,000 plus any accumulated and unpaid dividends (whether or not declared) on such share.

### *Redemption at the Option of Sempra Energy*

The shares of series C preferred stock are perpetual and have no maturity date. However, we may, at our option, redeem the series C preferred stock in whole or in part, from time to time, on any day during the period from and including the July 15 immediately preceding October 15, 2025 and October 15 of every fifth year after 2025 through and including such October 15 at a redemption price in cash equal to \$1,000 per share. Additionally, in the event that a credit rating agency then publishing a rating for us makes certain amendments, clarifications or changes to the criteria it uses to assign equity credit to securities such as the series C preferred stock (Ratings Event), we may redeem the series C preferred stock, in whole but not in part, at any time within 120 days after the conclusion of any review or appeal process instituted by us following the occurrence of the Ratings Event or, if no such review or appeal process is available or sought, the occurrence of such Ratings Event, at a redemption price in cash equal to \$1,020 per share (102% of the liquidation preference per share).

### *Dividends*

Dividends on the series C preferred stock, when, as and if declared by our board of directors or an authorized committee thereof, are payable in cash, on a cumulative basis, semi-annually in arrears beginning on October 15, 2020. Dividends on the series C preferred stock will be cumulative whether or not:

- we have earnings;
- the payment of such dividends is then permitted under California law;
- such dividends are authorized or declared; and
- any agreements to which we are a party prohibit the current payment of dividends, including any agreement relating to our indebtedness.

We accrue dividends on the series C preferred stock on a monthly basis. The dividend rate from and including June 19, 2020 to, but excluding, October 15, 2025 is 4.875% per annum of the \$1,000 liquidation preference per share. The dividend rate will reset on October 15, 2025 and on October 15 of every fifth year after 2025 and, for each five-year period following such reset dates, will be a per annum rate equal to the Five-year U.S. Treasury Rate (as defined in the certificate of determination of preferences of the series C preferred stock) as of the second business day prior to such reset date, plus a spread of 4.550%, of the \$1,000 liquidation preference per share.

### *Voting Rights*

The holders of series C preferred stock do not have any voting rights, except with respect to any authorization, creation or increase in the authorized amount of any class or series of capital stock ranking senior to the series C preferred stock, certain amendments to the terms of the series C preferred stock, in certain other limited circumstances and as otherwise specifically required by California law. In addition, whenever dividends on any shares of series C preferred stock have not been declared and paid or have been declared but not paid for three or more dividend periods, whether or not consecutive, the authorized number of directors on our board of directors will automatically be increased by two and the holders of the series C preferred stock, voting together as a single class with holders of any and all other outstanding series of preferred stock of equal rank having similar voting rights, will be entitled to elect two directors who satisfy certain requirements to fill such two newly created directorships. This voting right will terminate when all accumulated and unpaid dividends on the series C preferred stock have been paid in full.

and, upon such termination and the termination of the same voting rights of all other holders of outstanding series of preferred stock that have such voting rights, the term of office of each director elected pursuant to such rights will terminate and the authorized number of directors will automatically decrease by two, subject to the re-vesting of such rights in the event of each subsequent nonpayment.

### **Ranking**

The series C preferred stock ranks, with respect to dividend rights and distribution rights upon our liquidation, winding-up or dissolution:

- senior to our common stock and each other class or series of our capital stock established in the future, unless the terms of such capital stock expressly provide otherwise;
- on parity with our formerly outstanding series A preferred stock and currently outstanding series B preferred stock and each class or series of our capital stock established in the future if the terms of such capital stock provide that it ranks on parity with the series C preferred stock;
- junior to each class or series of our capital stock established in the future, if the terms of such capital stock provide that it ranks senior to the series C preferred stock;
- junior to our existing and future indebtedness and other liabilities; and
- structurally subordinated to all existing and future indebtedness and other liabilities of our subsidiaries and capital stock of our subsidiaries held by third parties.

### **SOCALGAS PREFERRED STOCK**

SoCalGas is authorized to issue up to an aggregate of 11 million shares of preferred stock, series preferred stock and preference stock. The table below presents preferred stock outstanding at SoCalGas:

<b>PREFERRED STOCK OUTSTANDING</b> <i>(Dollars in millions, except per share amounts)</i>			
	December 31,		
	2020	2019	
\$25 par value, authorized 1,000,000 shares:			
6% Series, 79,011 shares outstanding	\$ 3	\$ 3	
6% Series A, 783,032 shares outstanding	19	19	
<b>SoCalGas - Total preferred stock</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	
Less: 50,970 shares of the 6% Series outstanding owned by PE	(2)	(2)	
<b>Sempra Energy - Total preferred stock of subsidiary</b>	<b>\$ 20</b>	<b>\$ 20</b>	

None of SoCalGas' outstanding preferred stock is callable, and no shares are subject to mandatory redemption.

All outstanding shares have one vote per share, cumulative preferences as to dividends and liquidation preferences of \$25 per share plus any unpaid dividends.

In addition to the outstanding preferred stock above, SoCalGas' articles of incorporation authorize 5 million shares of series preferred stock and 5 million shares of preference stock, both without par value and with cumulative preferences as to dividends and liquidation value. The preference stock would rank junior to all series of preferred stock and series preferred stock. Other rights and privileges of any new series of such stock would be established by the SoCalGas board of directors at the time of issuance.



**NOTE 14. SEMPRA ENERGY – SHAREHOLDERS' EQUITY AND EARNINGS PER COMMON SHARE****SEMPRA ENERGY COMMON STOCK REPURCHASES**

On September 11, 2007, our board of directors authorized the repurchase of shares of our common stock, provided that the amounts spent for such purpose do not exceed the greater of \$2 billion or amounts spent to purchase no more than 40 million shares. On July 1, 2020, we entered into an ASR program under which we prepaid \$500 million to repurchase shares of our common stock in a share forward transaction. The total number of shares purchased was determined by dividing the \$500 million purchase price by the arithmetic average of the volume-weighted average trading prices of shares of our common stock during the valuation period of July 2, 2020 through August 4, 2020, minus a fixed discount. The program was completed on August 4, 2020 with an aggregate of 4,089,375 shares of Sempra Energy common stock repurchased at an average price of \$122.27 per share. Following the completion of the ASR program, the aggregate dollar amount authorized by the September 11, 2007 share repurchase authorization was exhausted.

On July 6, 2020, our board of directors authorized the repurchase of shares of our common stock at any time and from time to time in an aggregate amount not to exceed the lesser of \$2 billion or amounts spent to purchase no more than 25 million shares. No shares have been repurchased under this authorization.

**SEMPRA ENERGY COMMON STOCK OFFERINGS**

In January 2018, we completed the offering of 26,869,158 shares of our common stock, no par value, in a registered public offering at \$107.00 per share (approximately \$105.07 per share after deducting underwriting discounts), with 23,364,486 shares pursuant to forward sale agreements. We received net proceeds totaling approximately \$2.8 billion to fully settle these shares, as follows:

- \$367 million (net of underwriting discounts and equity issuance costs of \$8 million) to cover over-allotment shares of 3,504,672 in the first quarter of 2018 at a settlement price of \$105.07 per share;
- \$900 million (net of underwriting discounts of \$16 million) from the settlement of 8,556,630 shares in the first quarter of 2018 at a forward sale price of \$105.18 per share;
- \$800 million (net of underwriting discounts of \$14 million) from the settlement of 7,651,671 shares in the second quarter of 2018 at forward sale prices ranging from \$104.53 to \$104.58 per share; and
- \$728 million (net of underwriting discounts of \$13 million) from the settlement of 7,156,185 shares in the third quarter of 2019 at a forward sale price of \$101.74 per share.

In July 2018, we completed the offering of 11,212,500 shares of our common stock, no par value, in a registered public offering at \$113.75 per share (approximately \$111.87 per share after deducting underwriting discounts), with 9,750,000 shares pursuant to forward sale agreements. We received net proceeds totaling approximately \$1.2 billion to fully settle these shares, as follows:

- \$164 million (net of underwriting discounts and equity issuance costs of \$3 million) to cover over-allotment shares of 1,462,500 in the third quarter of 2018 at a settlement price of \$111.87 per share; and
- \$1,066 million (net of underwriting discounts of \$18 million) from the settlement of 9,750,000 shares in the fourth quarter of 2019 at a forward sale price of \$109.33 per share.

## EARNINGS PER COMMON SHARE

Basic EPS is calculated by dividing earnings attributable to common shares (from both continuing and discontinued operations) by the weighted-average number of common shares outstanding for the period. Diluted EPS includes the potential dilution of common stock equivalent shares that could occur if securities or other contracts to issue common stock were exercised or converted into common stock.

**COPY SIMPLE**

# **EARNINGS PER COMMON SHARE COMPUTATIONS**

(Dollars in millions, except per share amounts; shares in thousands)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Numerator for continuing operations:</b>			
Income from continuing operations, net of income tax	\$ 2,255	\$ 1,999	\$ 938
Earnings attributable to noncontrolling interests	(162)	(129)	(44)
Preferred dividends	(168)	(142)	(125)
Preferred dividends of subsidiary	(1)	(1)	(1)
Earnings from continuing operations attributable to common shares	<u>\$ 1,924</u>	<u>\$ 1,727</u>	<u>\$ 768</u>
<b>Numerator for discontinued operations:</b>			
Income from discontinued operations, net of income tax	\$ 1,850	\$ 363	\$ 188
Earnings attributable to noncontrolling interests	(10)	(35)	(32)
Earnings from discontinued operations attributable to common shares	<u>\$ 1,840</u>	<u>\$ 328</u>	<u>\$ 156</u>
<b>Numerator for earnings:</b>			
Earnings attributable to common shares	<u>\$ 3,764</u>	<u>\$ 2,055</u>	<u>\$ 924</u>
<b>Denominator:</b>			
Weighted-average common shares outstanding for basic EPS <sup>(1)</sup>	291,077	277,904	268,072
Dilutive effect of stock options and RSUs <sup>(2)</sup>	1,175	1,585	919
Dilutive effect of common shares sold forward	—	2,544	861
Weighted-average common shares outstanding for diluted EPS	<u>292,252</u>	<u>282,033</u>	<u>269,852</u>
<b>Basic EPS:</b>			
Earnings from continuing operations	\$ 6.61	\$ 6.22	\$ 2.86
Earnings from discontinued operations	\$ 6.32	\$ 1.18	\$ 0.59
Earnings	<u>\$ 12.93</u>	<u>\$ 7.40</u>	<u>\$ 3.45</u>
<b>Diluted EPS:</b>			
Earnings from continuing operations	\$ 6.58	\$ 6.13	\$ 2.84
Earnings from discontinued operations	\$ 6.30	\$ 1.16	\$ 0.58
Earnings	<u>\$ 12.88</u>	<u>\$ 7.29</u>	<u>\$ 3.42</u>

<sup>(1)</sup> Includes fully vested RSUs held in our Deferred Compensation Plan of 537 in 2020, 617 in 2019 and 641 in 2018. These fully vested RSUs are included in weighted-average common shares outstanding for basic EPS because there are no conditions under which the corresponding shares will not be issued.

<sup>(2)</sup> Due to market fluctuations of both Sempra Energy common stock and the comparative indices used to determine the vesting percentage of our total shareholder return performance-based RSUs, which we discuss in Note 10, dilutive RSUs may vary widely from period-to-period.

The potentially dilutive impact from stock options and RSUs is calculated under the treasury stock method. Under this method, proceeds based on the exercise price and unearned compensation are assumed to be used to repurchase shares on the open market at the average market price for the period, reducing the number of potential new shares to be issued and sometimes causing an antidilutive effect. The computation of diluted EPS for 2020, 2019 and 2018 excludes potentially dilutive shares of 187,028, 80,281 and 20,814, respectively, because to include them would be antidilutive for the period. However, these shares could potentially dilute basic EPS in the future.

The potentially dilutive impact from the forward sale of our common stock pursuant to the forward sale agreements that we discuss above is reflected in our diluted EPS calculation using the treasury stock method. We have fully settled all forward sale agreements and those shares are included in weighted-average common shares outstanding for basic EPS.

The potentially dilutive impact from our mandatory convertible preferred stock is calculated under the if-converted method. The computation of diluted EPS for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018 excludes 17,889,365, 17,471,375 and 17,197,035 potentially dilutive shares, respectively, because to include them would be antidilutive for those periods. However,

these shares could potentially dilute basic EPS in the future. We discuss the 2018 issuances of our mandatory convertible preferred stock and conversion of the series A preferred stock to Sempra Energy common stock on January 15, 2021 in Note 13.

We are authorized to issue 750 million shares of no par value common stock. The following table provides common stock activity for the last three years.

COMMON STOCK ACTIVITY	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Common shares outstanding, January 1	291,712,925	273,769,513	251,358,977
Shares issued under forward sale agreements	—	16,906,185	21,175,473
RSUs vesting <sup>(1)</sup>	896,839	463,012	509,042
Stock options exercised	4,400	52,540	138,861
Savings plan issuance	201,431	475,774	553,036
Common stock investment plan <sup>(2)</sup>	42,955	199,253	231,242
Issuance of RSUs held in our Deferred Compensation Plan	103,552	59,470	3,357
Shares repurchased <sup>(3)</sup>	(4,491,858)	(212,822)	(200,475)
Common shares outstanding, December 31	288,470,244	291,712,925	273,769,513

<sup>(1)</sup> Includes dividend equivalents.

<sup>(2)</sup> Participants in the Direct Stock Purchase Plan may reinvest dividends to purchase newly issued shares.

<sup>(3)</sup> Generally, we purchase shares of our common stock or units from LTIP participants who elect to sell to us a sufficient number of vested RSUs to meet minimum statutory tax withholding requirements. In 2020, shares repurchased includes shares repurchased under the ASR program that we discuss above.

## NOTE 15. SAN ONOFRE NUCLEAR GENERATING STATION

SDG&E has a 20% ownership interest in SONGS, a nuclear generating facility near San Clemente, California, which permanently ceased operations in June 2013 after an extended outage as a result of issues with the steam generators used in the facility. Edison, the majority owner and operator of SONGS, notified SDG&E that it had reached a decision to permanently retire SONGS and seek approval from the NRC to start the decommissioning activities for the entire facility. SONGS is subject to the jurisdiction of the NRC and the CPUC.

SDG&E, and each of the other owners, holds its undivided interest as a tenant in common in the property. Each owner is responsible for financing its share of costs. SDG&E's share of operating expenses is included in Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Statements of Operations.

## SETTLEMENT AGREEMENT TO RESOLVE THE CPUC'S ORDER INSTITUTING INVESTIGATION INTO THE SONGS OUTAGE

In 2012, in response to the SONGS outage, the CPUC issued the SONGS OII, which was intended to determine the ultimate recovery of the investment in SONGS and the costs incurred since the commencement of the outage. In July 2018, the CPUC approved a settlement agreement and, in August 2018, SDG&E, Edison, Cal PA, TURN and other intervenors submitted a notice that they accepted the settlement agreement, which provided for various disallowances, refunds and rate recoveries.

In connection with the settlement agreement, and in exchange for the release of certain SONGS-related claims, in January 2018, SDG&E and Edison entered into a utility shareholder agreement, which became effective upon CPUC approval of the settlement agreement in July 2018, under which Edison has an obligation to compensate SDG&E for the revenue requirement amounts that SDG&E will no longer recover because of the settlement agreement. In exchange for Edison's reimbursement, the parties mutually released each other from all claims that each party had or could have asserted related to the steam generator replacement failure and its aftermath. Edison's payment obligation commenced in October 2018, and amounts are due to SDG&E quarterly thereafter until April 2022. At December 31, 2020, SDG&E has a receivable from Edison, including accrued interest, totaling \$49



million, with \$37 million classified as current and \$12 million classified as noncurrent. This receivable reflects amounts Edison is obligated to pay to SDG&E in lieu of amounts SDG&E would have collected from ratepayers associated with the SONGS regulatory asset.

**COPY SIMPLE**

## NUCLEAR DECOMMISSIONING AND FUNDING

As a result of Edison's decision to permanently retire SONGS Units 2 and 3, Edison began the decommissioning phase of the plant. We expect the majority of the work to take 10 years after receipt of all the required permits. The coastal development permit, the last permit required to be obtained, was issued in October 2019. The Samuel Lawrence Foundation filed a writ petition under the California Coastal Act in LA Superior Court in December 2019 seeking to invalidate this permit and to obtain injunctive relief to stop decommissioning work. In September 2020, the Samuel Lawrence Foundation filed another writ petition under the California Coastal Act in LA Superior Court seeking to set aside the CCC's July 2020 approval of the inspection and maintenance plan for the SONGS' canisters and to obtain injunctive relief to stop decommissioning work. Major decommissioning work began in 2020 and has not been interrupted by the writ petitions filed by the Samuel Lawrence Foundation. Decommissioning of Unit 1, removed from service in 1992, is largely complete. The remaining work for Unit 1 will be completed once Units 2 and 3 are dismantled and the spent fuel is removed from the site. The spent fuel is currently being stored on-site, until the DOE identifies a spent fuel storage facility and puts in place a program for the fuel's disposal, as we discuss below. SDG&E is responsible for approximately 20% of the total decommissioning costs.

In accordance with state and federal requirements and regulations, SDG&E has assets held in the NDT to fund its share of decommissioning costs for SONGS Units 1, 2 and 3. The amounts collected in rates for SONGS' decommissioning are invested in the NDT, which is comprised of externally managed trust funds. Amounts held by the NDT are invested in accordance with CPUC regulations. SDG&E classifies debt and equity securities held in the NDT as available-for-sale. The NDT assets are presented on the Sempra Energy and SDG&E Consolidated Balance Sheets at fair value with the offsetting credits recorded in noncurrent Regulatory Liabilities.

Except for the use of funds for the planning of decommissioning activities or NDT administrative costs, CPUC approval is required for SDG&E to access the NDT assets to fund SONGS decommissioning costs for Units 2 and 3. In December 2020, SDG&E received authorization from the CPUC to access NDT funds of up to \$89 million for forecasted 2021 costs.

In September 2020, the IRS and the U.S. Department of the Treasury published final regulations that clarify the definition of "nuclear decommissioning costs," which are costs that may be paid for or reimbursed from a qualified trust fund. The final regulations adopted most of the provisions of the proposed regulations issued in December 2016. The final regulations apply to taxable years ending on or after September 4, 2020 and confirm that the definition of "nuclear decommissioning costs" includes amounts related to the storage of spent nuclear fuel at both on-site and off-site ISFSIs.

The final regulations also clarify that costs incurred for ISFSIs that may be or are expected to be reimbursed by the DOE may be paid or reimbursed from a qualified trust fund. Accordingly, the final regulations allow SDG&E the option to access qualified trust funds to recover spent fuel storage costs before Edison reaches final settlement with the DOE regarding the DOE's reimbursement of these costs. Historically, the DOE's reimbursements of spent fuel storage costs have not resulted in timely or complete recovery of these costs. We discuss the DOE's responsibility for spent nuclear fuel below.

## Nuclear Decommissioning Trusts

The following table shows the fair values and gross unrealized gains and losses for the securities held in the NDT. We provide additional fair value disclosures for the NDT in Note 12.

NUCLEAR DECOMMISSIONING TRUSTS				
(Dollars in millions)				
	Cost	Gross unrealized gains	Gross unrealized losses	Estimated fair value
<b>At December 31, 2020:</b>				
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies <sup>(1)</sup>	\$ 64	\$ 1	\$ —	\$ 65
Municipal bonds <sup>(2)</sup>	308	18	—	326
Other securities <sup>(3)</sup>	253	17	—	270
Total debt securities	625	36	—	661
Equity securities	112	254	(2)	364
Cash and cash equivalents	3	—	—	3
Receivables (payables), net	(9)	—	—	(9)
Total	\$ 731	\$ 290	\$ (2)	\$ 1,019
<b>At December 31, 2019:</b>				
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	\$ 57	\$ —	\$ —	\$ 57
Municipal bonds	270	12	—	282
Other securities	218	9	(1)	226
Total debt securities	545	21	(1)	565
Equity securities	176	339	(6)	509
Cash and cash equivalents	16	—	—	16
Receivables (payables), net	(8)	—	—	(8)
Total	\$ 729	\$ 360	\$ (7)	\$ 1,082

<sup>(1)</sup> Maturity dates are 2022-2051.

<sup>(2)</sup> Maturity dates are 2021-2056.

<sup>(3)</sup> Maturity dates are 2021-2072.

The following table shows the proceeds from sales of securities in the NDT and gross realized gains and losses on those sales.

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Proceeds from sales	\$ 1,439	\$ 914	\$ 890
Gross realized gains	156	24	42
Gross realized losses	(17)	(5)	(10)

Net unrealized gains and losses, as well as realized gains and losses that are reinvested in the NDT, are included in noncurrent Regulatory Liabilities on Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Balance Sheets. We determine the cost of securities in the trusts on the basis of specific identification.

## **ASSET RETIREMENT OBLIGATION AND SPENT NUCLEAR FUEL**

The present value of SDG&E's ARO related to decommissioning costs for the SONGS units was \$579 million at December 31, 2020. That amount includes the cost to decommission Units 2 and 3, and the remaining cost to complete the decommissioning of Unit 1, which is substantially complete. The ARO for all three units is based on a cost study prepared in 2017 that is pending CPUC approval. The ARO for Units 2 and 3 reflects the acceleration of the start of decommissioning of these units as a result of the early closure of the plant. SDG&E's share of total decommissioning costs in 2020 dollars is approximately \$860 million. We expect SDG&E's undiscounted SONGS decommissioning payments to be \$110 million in 2021, \$83 million in 2022, \$63 million in 2023, \$45 million in 2024, \$44 million in 2025, and \$697 million thereafter.

## **U.S. DEPARTMENT OF ENERGY NUCLEAR FUEL DISPOSAL**

Spent nuclear fuel from SONGS is currently stored on-site in an ISFSI licensed by the NRC. In October 2015, the CCC approved Edison's application to expand the ISFSI. The ISFSI expansion began construction in 2016 and the transfer of the spent nuclear fuel from Units 2 and 3 to the ISFSI began in 2018 and was completed in August 2020. The ISFSI will operate until 2049, when it is assumed that the DOE will have taken custody of all the SONGS spent fuel. The ISFSI would then be decommissioned, and the site restored to its original environmental state. Until then, SONGS owners are responsible for interim storage of spent nuclear fuel at SONGS.

The Nuclear Waste Policy Act of 1982 made the DOE responsible for accepting, transporting, and disposing of spent nuclear fuel. However, it is uncertain when the DOE will begin accepting spent nuclear fuel from SONGS. This delay will lead to increased costs for spent fuel storage. In November 2019, Edison filed a claim for spent fuel management costs in the U.S. Court of Federal Claims for the time period from January 2017 through July 2018. It is unclear when Edison will pursue litigation claims for spent fuel management costs incurred on or after August 1, 2018. SDG&E will continue to support Edison in its pursuit of claims on behalf of the SONGS co-owners against the DOE for its failure to timely accept the spent nuclear fuel.

## **NUCLEAR INSURANCE**

SDG&E and the other owners of SONGS have insurance to cover claims from nuclear liability incidents arising at SONGS. Currently, this insurance provides \$450 million in coverage limits, the maximum amount available, including coverage for acts of terrorism. In addition, the Price-Anderson Act provides an additional \$110 million of coverage. If a nuclear liability loss occurs at SONGS and exceeds the \$450 million insurance limit, this additional coverage would be available to provide a total of \$560 million in coverage limits per incident.

As a result of updated coverage assessments, the SONGS owners have nuclear property damage insurance of \$130 million, which exceeds the minimum federal requirements of \$50 million. This insurance coverage is provided through NEIL. The NEIL policies have specific exclusions and limitations that can result in reduced coverage. Insured members as a group are subject to retrospective premium assessments to cover losses sustained by NEIL under all issued policies. SDG&E could be assessed up to \$3.5 million of retrospective premiums based on overall member claims.

The nuclear property insurance program includes an industry aggregate loss limit for non-certified acts of terrorism (as defined by the Terrorism Risk Insurance Act) of \$3.24 billion. This is the maximum amount that will be paid to insured members who suffer losses or damages from these non-certified terrorist acts.



## NOTE 16. COMMITMENTS AND CONTINGENCIES

## LEGAL PROCEEDINGS

We accrue losses for a legal proceeding when it is probable that a loss has been incurred and the amount of the loss can be reasonably estimated. However, the uncertainties inherent in legal proceedings make it difficult to reasonably estimate the costs and effects of resolving these matters. Accordingly, actual costs incurred may differ materially from amounts accrued, may exceed applicable insurance coverage and could materially adversely affect our business, cash flows, results of operations, financial condition and prospects. Unless otherwise indicated, we are unable to estimate reasonably possible losses in excess of any amounts accrued.

At December 31, 2020, loss contingency accruals for legal matters, including associated legal fees and regulatory matters related to the Leak, that are probable and estimable were \$616 million for Sempra Energy Consolidated and \$471 million for SoCalGas. Amounts for Sempra Energy Consolidated and SoCalGas include \$445 million for matters related to the Leak, which we discuss below. We discuss our policy regarding accrual of legal fees in Note 1.

*SoCalGas**Aliso Canyon Natural Gas Storage Facility Gas Leak*

From October 23, 2015 through February 11, 2016, SoCalGas experienced a natural gas leak from one of the injection-and-withdrawal wells, SS25, at its Aliso Canyon natural gas storage facility in Los Angeles County. As described below in “Civil and Criminal Litigation” and “Regulatory Proceedings,” numerous lawsuits, investigations and regulatory proceedings have been initiated in response to the Leak, resulting in significant costs, which together with other Leak-related costs are discussed below in “Cost Estimates, Accounting Impact and Insurance.”

**Civil and Criminal Litigation.** As of February 22, 2021, 395 lawsuits, including approximately 36,000 plaintiffs, are pending against SoCalGas related to the Leak, some of which have also named Sempra Energy. All these cases, other than a matter brought by the Los Angeles County District Attorney and the federal securities class action discussed below, are coordinated before a single court in the LA Superior Court for pretrial management.

In November 2017, in the coordinated proceeding, individuals and business entities filed a Third Amended Consolidated Master Case Complaint for Individual Actions, through which their separate lawsuits will be managed for pretrial purposes. The consolidated complaint asserts causes of action for negligence, negligence per se, private and public nuisance (continuing and permanent), trespass, inverse condemnation, strict liability, negligent and intentional infliction of emotional distress, fraudulent concealment, loss of consortium, wrongful death and violations of Proposition 65 against SoCalGas and Sempra Energy. The consolidated complaint seeks compensatory and punitive damages for personal injuries, lost wages and/or lost profits, property damage and diminution in property value, injunctive relief, costs of future medical monitoring, civil penalties (including penalties associated with Proposition 65 claims alleging violation of requirements for warning about certain chemical exposures), and attorneys’ fees. The initial trial previously scheduled for June 2020 for a small number of randomly selected individual plaintiffs was postponed, with a new trial date yet to be determined by the court.

In January 2017, two consolidated class action complaints were filed against SoCalGas and Sempra Energy, one on behalf of a putative class of persons and businesses who own or lease real property within a five-mile radius of the well (the Property Class Action), and a second on behalf of a putative class of all persons and entities conducting business within five miles of the facility (the Business Class Action). The Property Class Action asserts claims for strict liability for ultra-hazardous activities, negligence, negligence per se, violation of the California Unfair Competition Law, trespass, permanent and continuing public and private nuisance, and inverse condemnation. The Business Class Action asserts a claim for violation of the California Unfair Competition Law. Both complaints seek compensatory, statutory and punitive damages, injunctive relief and attorneys’ fees.

Three property developers filed complaints in July and October of 2018 against SoCalGas and Sempra Energy alleging causes of action for strict liability, negligence per se, negligence, continuing nuisance, permanent nuisance and violation of the California Unfair Competition Law, as well as claims for negligence against certain directors of SoCalGas. The complaints seek compensatory, statutory and punitive damages, injunctive relief and attorneys' fees.

In October 2018 and January 2019, complaints were filed on behalf of 51 firefighters stationed near the Aliso Canyon natural gas storage facility who allege they were injured by exposure to chemicals released during the Leak. The complaints against SoCalGas and Sempra Energy assert causes of actions for negligence, negligence per se, private and public nuisance (continuing and permanent), trespass, inverse condemnation, strict liability, negligent and intentional infliction of emotional distress, fraudulent concealment and loss of consortium. The complaints seek compensatory and punitive damages for personal injuries, lost wages and/or lost profits, property damage and diminution in property value, and attorney's fees.

Four shareholder derivative actions were filed alleging breach of fiduciary duties against certain officers and certain directors of Sempra Energy and/or SoCalGas. Three of the actions were joined in an Amended Consolidated Shareholder Derivative Complaint, which was dismissed with prejudice in January 2021. The remaining action was also dismissed but plaintiffs were given leave to amend their complaint.

In addition, a federal securities class action alleging violation of the federal securities laws was filed against Sempra Energy and certain of its officers in July 2017 in the U.S. District Court for the Southern District of California. In March 2018, the court dismissed the action with prejudice. The plaintiffs have appealed the dismissal.

In February 2019, the LA Superior Court approved a settlement between SoCalGas and the Los Angeles City Attorney's Office, the County of Los Angeles, the California Office of the Attorney General and CARB of three actions filed by these entities under which SoCalGas made payments and agreed to provide funding for environmental projects totaling \$120 million, including \$21 million in civil penalties, as well as other safety-related commitments.

In September 2016, SoCalGas settled a misdemeanor criminal complaint filed in February 2016 by the Los Angeles County District Attorney's Office against SoCalGas, pleading no contest to a charge that it failed to provide timely notice of the Leak pursuant to California Health and Safety Code section 25510(a), Los Angeles County Code section 12.56.030, and Title 19 California Code of Regulations section 2703(a). In November 2016, the LA Superior Court approved the settlement and entered judgment on the notice charge. Under the settlement, SoCalGas paid a \$75,000 fine, \$233,500 in penalties, and \$246,673 to reimburse costs incurred by Los Angeles County Fire Department's Health and Hazardous Materials Division, as well as completed operational commitments estimated to cost approximately \$6 million. Certain individuals who objected to the settlement petitioned the Court of Appeal to vacate the judgment, contending they should be granted restitution. In July 2019, the Court of Appeal denied the petition in part, but remanded the matter to the trial court to give the petitioners an opportunity to prove damages stemming from only the three-day delay in reporting the Leak. Following the hearing, the trial court denied restitution. In December 2020, the California Supreme Court denied review of the ruling.

**Regulatory Proceedings.** In January 2016, CalGEM and the CPUC directed an independent analysis of the technical root cause of the Leak to be conducted by Blade. In May 2019, Blade released its report, which concluded that the Leak was caused by a failure of the production casing of the well due to corrosion and that attempts to stop the Leak were not effectively conducted, but did not identify any instances of non-compliance by SoCalGas. Blade concluded that SoCalGas' compliance activities conducted prior to the Leak did not find indications of a casing integrity issue. Blade opined, however, that there were measures, none of which were required by gas storage regulations at the time, that could have been taken to aid in the early identification of corrosion and that, in Blade's opinion, would have prevented or mitigated the Leak. The report also identified well safety practices and regulations that have since been adopted by CalGEM and implemented by SoCalGas, which address most of the root cause of the Leak identified during Blade's investigation.

In June 2019, the CPUC opened an OII to consider penalties against SoCalGas for the Leak, which it later bifurcated into two phases. The first phase will consider whether SoCalGas violated California Public Utilities Code Section 451 or other laws, CPUC orders or decisions, rules or requirements, whether SoCalGas engaged in unreasonable and/or imprudent practices with respect to its operation and maintenance of the Aliso Canyon natural gas storage facility or its related record-keeping practices, whether SoCalGas cooperated sufficiently with the SED and Blade during the pre-formal investigation, and whether any of the

mitigation proposed by Blade should be implemented to the extent not already done. In November 2019, the SED, based largely on the Blade report, alleged a total of 330 violations, asserting that SoCalGas violated California Public Utilities Code Section 451 and failed to cooperate in the investigation and to keep proper records. Hearings on a subset of issues are scheduled to begin in March 2021. The second phase will consider whether SoCalGas should be sanctioned for the Leak and what damages, fines or other penalties or sanctions, if any, should be imposed for any violations, unreasonable or imprudent practices, or failure to sufficiently cooperate with the SED as determined by the CPUC in the first phase. In addition, the second phase will determine the amounts of various costs incurred by SoCalGas and other parties in connection with the Leak and the ratemaking treatment or other disposition of such costs, which could result in little or no recovery of such costs by SoCalGas. SoCalGas has engaged in settlement discussions with the SED in connection with this proceeding.

In February 2017, the CPUC opened a proceeding pursuant to SB 380 OII to determine the feasibility of minimizing or eliminating the use of the Aliso Canyon natural gas storage facility while still maintaining energy and electric reliability for the region, but excluding issues with respect to air quality, public health, causation, culpability or cost responsibility regarding the Leak. The CPUC issued a decision on the interim range of gas inventory levels at the Aliso Canyon natural gas storage facility in November 2020 with a final determination to be made within the SB 380 OII proceeding. The first phase of the proceeding established a framework for the hydraulic, production cost and economic modeling assumptions for the potential reduction in usage or elimination of the Aliso Canyon natural gas storage facility. Phase 2 of the proceeding, which will evaluate the impacts of reducing or eliminating the Aliso Canyon natural gas storage facility using the established framework and models, began in the first quarter of 2019. In December 2019, the CPUC added a third phase of the proceeding and engaged a consultant to consider alternative means for meeting or avoiding the demand for the facility's services if it were eliminated in either the 2027 or 2045 timeframe, which is currently underway.

If the Aliso Canyon natural gas storage facility were to be permanently closed, or if future cash flows from its operation were otherwise insufficient to recover its carrying value, it could result in an impairment of the facility and significantly higher than expected operating costs and/or additional capital expenditures, and natural gas reliability and electric generation could be jeopardized. At December 31, 2020, the Aliso Canyon natural gas storage facility had a net book value of \$821 million. Any significant impairment of this asset, or higher operating costs and additional capital expenditures incurred by SoCalGas that may not be recoverable in customer rates, could have a material adverse effect on SoCalGas' and Sempra Energy's results of operations, financial condition and cash flows.

**Cost Estimates, Accounting Impact and Insurance.** SoCalGas has incurred significant costs for temporary relocation of community residents; to control the well and stop the Leak; to mitigate the natural gas released; to purchase natural gas to replace what was lost through the Leak; to defend against and, in certain cases, settle, civil and criminal litigation arising from the Leak; to pay the costs of the government-ordered response to the Leak, including the costs for Blade to conduct the root cause analysis described above; to respond to various government and agency investigations regarding the Leak; and to comply with increased regulation imposed as a result of the Leak. At December 31, 2020, SoCalGas estimates its costs related to the Leak are \$1,627 million (the cost estimate), which includes \$1,279 million of costs recovered or probable of recovery from insurance. This cost estimate may increase significantly as more information becomes available. A substantial portion of the cost estimate has been paid, and \$451 million is accrued as Reserve for Aliso Canyon Costs as of December 31, 2020 on SoCalGas' and Sempra Energy's Consolidated Balance Sheets.

In 2020, SoCalGas recorded \$484 million in costs, inclusive of estimated legal costs, related to settlement discussions in connection with civil litigation and regulatory matters described above in "Civil and Criminal Litigation" and "Regulatory Proceedings." Of this amount, \$177 million was recorded in Insurance Receivable for Aliso Canyon Costs on the SoCalGas and Sempra Energy Consolidated Balance Sheets and \$307 million (\$233 million after tax) was recorded in Aliso Canyon Litigation and Regulatory Matters on the SoCalGas and Sempra Energy Consolidated Statements of Operations. These accruals are included in the cost estimate that we describe above.

Except for the amounts paid or estimated to settle certain actions, as described in "Civil and Criminal Litigation" and "Regulatory Proceedings" above, the cost estimate does not include litigation, regulatory proceedings or regulatory costs to the extent it is not possible to predict at this time the outcome of these actions or reasonably estimate the costs to defend or resolve the actions or the



amount of damages, restitution, or civil, administrative or criminal fines, sanctions, penalties or other costs or remedies that may be imposed or incurred. The cost estimate also does not include certain other costs incurred by Sempra Energy associated with defending against shareholder derivative lawsuits and other potential costs that we currently do not anticipate incurring or that we cannot reasonably estimate. These costs not included in the cost estimate could be significant and could have a material adverse effect on SoCalGas' and Sempra Energy's cash flows, financial condition and results of operations.

We have received insurance payments for many of the costs included in the cost estimate, including temporary relocation and associated processing costs, control-of-well expenses, costs of the government-ordered response to the Leak, certain legal costs and lost gas. As of December 31, 2020, we recorded the expected recovery of the cost estimate related to the Leak of \$445 million as Insurance Receivable for Aliso Canyon Costs on SoCalGas' and Sempra Energy's Consolidated Balance Sheets. This amount is exclusive of insurance retentions and \$834 million of insurance proceeds we received through December 31, 2020. We intend to pursue the full extent of our insurance coverage for the costs we have incurred. Other than insurance for certain future defense costs we may incur as well as directors' and officers' liability, we have exhausted all of our insurance in this matter. We continue to pursue other sources of insurance coverage for costs related to this matter, but we may not be successful in obtaining additional insurance recovery for any of these costs. If we are not able to secure additional insurance recovery, if any costs we have recorded as an insurance receivable are not collected, if there are delays in receiving insurance recoveries, or if the insurance recoveries are subject to income taxes while the associated costs are not tax deductible, such amounts, which could be significant, could have a material adverse effect on SoCalGas' and Sempra Energy's cash flows, financial condition and results of operations.



*Energía Costa Azul*

IEnova has been engaged in a long-running land dispute relating to property adjacent to its ECA Regas Facility that allegedly overlaps with land owned by the ECA Regas Facility (the facility, however, is not situated on the land that is the subject of this dispute). A claimant to the adjacent property filed complaints in the federal Agrarian Court challenging the refusal of SEDATU in 2006 to issue title to him for the disputed property. In November 2013, the federal Agrarian Court ordered that SEDATU issue the requested title and cause it to be registered. Both SEDATU and IEnova challenged the ruling due to lack of notification of the underlying process. In May 2019, a federal court in Mexico reversed the ruling and ordered a retrial.

Four other cases involving two adjacent areas of real property on which part of the ECA Regas Facility is situated, each brought by a single plaintiff or her descendants, remain pending against the facility. The first disputed area is subject to a claim in the federal Agrarian Court that has been ongoing since 2006, in which the plaintiffs seek to annul the property title for a portion of the land on which the ECA Regas Facility is situated and to obtain possession of a different parcel that allegedly overlaps with the site of the ECA Regas Facility. The second disputed area is one parcel adjacent to the ECA Regas Facility that allegedly overlaps with land on which the ECA Regas Facility is situated, which is subject to a claim in the Agrarian Court and two claims in civil courts. The Agrarian Court proceeding, which seeks an order that SEDATU issue title to the plaintiff, was initiated in 2013 and the parties are awaiting a final decision. The two civil court proceedings, which seek to invalidate the contract by which the ECA Regas Facility purchased the applicable parcel of land on which the ECA Regas Facility is situated on the grounds that the purchase price was allegedly unfair, are progressing at different stages. In the first, initiated in 2013, a lower court ruled in favor of the ECA Regas Facility and the ruling has been appealed by the plaintiff. The same plaintiff filed the second civil case in 2019, which is in its initial stages.

Certain of these land disputes involve land on which portions of the ECA LNG liquefaction facilities are proposed to be situated or on which portions of the ECA Regas Facility that would be necessary for the operation of the proposed ECA LNG liquefaction facilities are situated.

Several administrative challenges are pending before Mexico's Secretariat of Environment and Natural Resources (the Mexican environmental protection agency) and Federal Tax and Administrative Courts, seeking revocation of the environmental impact authorization issued to the ECA Regas Facility in 2003. These cases generally allege that the conditions and mitigation measures in the environmental impact authorization are inadequate and challenge findings that the activities of the terminal are consistent with regional development guidelines.

In 2018, two related claimants filed separate challenges in the federal district court in Ensenada, Baja California in relation to the environmental and social impact permits issued by each of Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) and SENER to ECA LNG authorizing natural gas liquefaction activities at the ECA Regas Facility. In the first case, the court issued a provisional injunction in September 2018. In December 2018, ASEA approved modifications to the environmental permit that facilitate the development of the proposed natural gas liquefaction facility in two phases. In May 2019, the court canceled the provisional injunction. The claimant appealed the court's decision canceling the injunction, but was not successful. The claimant's underlying challenge to the permits remains pending. In the second case, the initial request for a provisional injunction was denied. That decision was reversed on appeal in January 2020, resulting in the issuance of a new injunction against the same environmental and social impact permits that were already issued by ASEA and SENER. This injunction has uncertain application absent clarification by the court. The reversal and issuance of the injunction in the second case is under further appeal.

In September 2020, parties claiming a property interest in the land on which the ECA Regas Facility is situated and the proposed ECA LNG liquefaction facilities are anticipated to be situated filed an administrative proceeding with the Municipality of Ensenada against the permit for the construction of the proposed liquefaction export projects at the ECA Regas Facility. The ECA Regas Facility and ECA LNG contested the validity of the claim and the Municipality of Ensenada has confirmed the validity of the construction permit and closed the proceeding.

In May 2020, the two third-party capacity customers at the ECA Regas Facility, Shell Mexico and Gazprom, asserted that a 2019 update of the general terms and conditions for service at the facility, as approved by the CRE, resulted in a breach of contract by

IEnova and a force majeure event. Citing these circumstances, the customers subsequently stopped making payments of amounts due under their respective LNG storage and regasification agreements. IEnova has rejected the customers' assertions and has drawn (and expects to continue to draw) on the customers' letters of credit provided as payment security. The parties engaged in discussions under the applicable contractual dispute resolution procedures without coming to a mutually acceptable resolution. In July 2020, Shell Mexico submitted a request for arbitration of the dispute and although Gazprom has joined the proceeding, Gazprom has replenished the amounts drawn on its letter of credit and has resumed making regular monthly payments under its LNG storage and regasification agreement. IEnova intends to avail itself of its available claims, defenses, rights and remedies in the arbitration proceeding, including seeking dismissal of the customers' claims. In addition to the arbitration proceeding, Shell Mexico also filed a constitutional challenge to the CRE's approval of the update to the general terms and conditions. In October 2020, Shell Mexico's request to stay CRE's approval was denied and, subsequently, Shell Mexico filed an appeal of that decision. One or more unfavorable final decisions on these disputes or challenges could materially and adversely affect our existing natural gas regasification operations and proposed natural gas liquefaction projects at the site of the ECA Regas Facility.

### *Guaymas-El Oro Segment of the Sonora Pipeline*

IEnova's Sonora natural gas pipeline consists of two segments, the Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas segment, and the Guaymas-El Oro segment. Each segment has its own service agreement with the CFE. In 2015, the Yaqui tribe, with the exception of some members living in the BÁCUM community, granted its consent and a right-of-way easement agreement for the construction of the Guaymas-El Oro segment of the Sonora natural gas pipeline that crosses its territory. Representatives of the BÁCUM community filed a legal challenge in Mexican federal court demanding the right to withhold consent for the project, the stoppage of work in the Yaqui territory and damages. In 2016, the judge granted a suspension order that prohibited the construction of such segment through the BÁCUM community territory. Because the pipeline does not pass through the BÁCUM community, IEnova did not believe the 2016 suspension order prohibited construction in the remainder of the Yaqui territory. Construction of the Guaymas-El Oro segment was completed, and commercial operations began in May 2017.

Following the start of commercial operations of the Guaymas-El Oro segment, IEnova reported damage to the Guaymas-El Oro segment of the Sonora pipeline in the Yaqui territory that has made that section inoperable since August 2017 and, as a result, IEnova declared a force majeure event. In 2017, an appellate court ruled that the scope of the 2016 suspension order encompassed the wider Yaqui territory, which has prevented IEnova from making repairs to put the pipeline back in service. In July 2019, a federal district court ruled in favor of IEnova and held that the Yaqui tribe was properly consulted and that consent from the Yaqui tribe was properly received. Representatives of the BÁCUM community appealed this decision, causing the suspension order preventing IEnova from repairing the damage to the Guaymas-El Oro segment of the Sonora pipeline in the Yaqui territory to remain in place until the appeals process is exhausted.

IEnova exercised its rights under the contract, which included seeking force majeure payments for the two-year period such force majeure payments were required to be made, which ended in August 2019.

In July 2019, the CFE filed a request for arbitration generally to nullify certain contract terms that provide for fixed capacity payments in instances of force majeure and made a demand for substantial damages in connection with the force majeure event. In September 2019, the arbitration process ended when IEnova and the CFE reached an agreement to restart natural gas transportation service on the earlier of completion of repair of the damaged pipeline or January 15, 2020, and to modify the tariff structure and extend the term of the contract by 10 years. Subsequently, IEnova and the CFE agreed to extend the service start date to May 15, 2020 and then again to September 15, 2020. In the third quarter of 2020, the parties agreed to further extend the service start date to March 14, 2021. Under the revised agreement, the CFE will resume making payments only when the damaged section of the Guaymas-El Oro segment of the Sonora pipeline is repaired. If the pipeline is not repaired by March 14, 2021 and the parties do not agree on a new service start date, IEnova retains the right to terminate the contract and seek to recover its reasonable and documented costs and lost profits.

If IEnova is unable to make such repairs and resume operations in the Guaymas-El Oro segment of the Sonora pipeline within this time frame or if IEnova terminates the contract and is unable to obtain recovery, there may be a material adverse impact on Sempra Energy's results of operations and cash flows and our ability to recover the carrying value of our investment. At

December 31, 2020, the Guaymas-El Oro segment of the Sonora pipeline had a net book value of \$447 million. The Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas segment of the Sonora pipeline remains in full operation and is not impacted by these developments.

### *Regulatory Actions by the Mexican Government that Impact Renewable Energy Facilities*

In April 2020, Mexico's CENACE issued an order that it claims would safeguard Mexico's national power grid from interruptions that may be caused by renewable energy projects. The main provision of the order suspends all legally mandated pre-operative testing that would be needed for new renewable energy projects to commence operations and prevents such projects from connecting to the national power grid until further notice. IEnova's renewable energy projects affected by the order filed for legal protection through amparo claims (constitutional protection lawsuits) and, in June 2020, received injunctive relief until the claims are resolved by the courts. We have since achieved commercial operations on two solar power generation projects, Tepezalá and Don Diego, and expect to achieve commercial operations on Border Solar in the first half of 2021. The second phase of ESJ is not impacted by the order because it is not interconnected to the Mexican electric grid.

In May 2020, Mexico's SENER published a resolution to establish guidelines intended to guarantee the security and reliability of the national grid's electricity supply by reducing the threat that it claims is caused by clean, intermittent energy. IEnova's renewable energy projects, including those in construction and in service, filed amparo claims against the SENER resolution in June 2020 and received injunctive relief in July 2020. In addition, in June 2020, COFECE, Mexico's antitrust regulator, filed a complaint with Mexico's Supreme Court against the SENER resolution. The court accepted COFECE's complaint and, in February 2021, issued its final ruling that the main proposed changes in the SENER resolution are unconstitutional.

In May 2020, the CRE approved an update to the transmission rates included in legacy renewables and cogeneration energy contracts, based on the claim that the legacy transmission rates did not reflect fair and proportional costs for providing the applicable services and, therefore, created inequitable competitive conditions. Three of IEnova's renewables facilities are currently holders of contracts with such legacy rates, and any increases in the transmission rates would be passed through directly to their customers. IEnova filed amparo claims for its affected facilities and, in August 2020, was granted injunctive relief.

IEnova and other companies affected by these new orders and regulations have challenged the orders and regulations by filing amparo claims, some of which have been granted injunctive relief. The court-ordered injunctions provide relief until Mexico's Federal District Court ultimately resolves the amparo claims. An unfavorable final decision on these amparo challenges, or the potential for an extended dispute, could impact our ability to successfully complete construction of our Border Solar project, which is not yet commercially operating, or to complete such construction in a timely manner and within expected budgets, may impact our ability to operate our wind and solar facilities already in service at existing levels or at all, and may adversely affect our ability to develop new projects, any of which may have a material adverse impact on our results of operations and cash flows and our ability to recover the carrying values of our renewable energy investments in Mexico.

In October 2020, the CRE approved a resolution to amend the rules for the inclusion of new offtakers of legacy generation and self-supply permits (the Offtaker Resolution), which became effective immediately. The Offtaker Resolution prohibits self-supply permit holders from adding new offtakers that were not included in the original development or expansion plans, making modifications to the amount of energy allocated to the named offtakers, and including load centers that have entered into a supply arrangement under Mexico's Electricity Industry Law. Don Diego Solar and Border Solar (two of IEnova's projects, the first of which has achieved commercial operations and the second of which is currently in construction) and the Ventika wind power generation facilities are holders of legacy self-supply permits and are impacted by the Offtaker Resolution. If IEnova is not able to obtain legal protection for these impacted facilities, IEnova expects it will sell Border Solar's capacity and a portion of Don Diego Solar's capacity affected by the Offtaker Resolution into the spot market. Currently, prices in the spot market are significantly lower than the fixed prices in the PPAs that were entered into through self-supply permits. IEnova has filed lawsuits against the Offtaker Resolution. Currently, Border Solar and Don Diego Solar are prohibited from delivering electric power to all (with respect to Border Solar) or a portion (with respect to Don Diego Solar) of their respective offtakers pending final resolution of these lawsuits. IEnova is evaluating ways to obtain injunctive relief that would allow Border Solar and Don Diego Solar to deliver electric power to their offtakers pending a final decision in the lawsuits.

### *Other Litigation*



### *RBS Sempra Commodities*

Sempra Energy holds an equity method investment in RBS Sempra Commodities, a limited liability partnership in the process of being liquidated. RBS, now NatWest Markets plc, our partner in the JV, paid an assessment of £86 million (approximately \$138 million in U.S. dollars) in October 2014 to HMRC for denied VAT refund claims filed in connection with the purchase of carbon credit allowances by RBS SEE, a subsidiary of RBS Sempra Commodities. RBS SEE has since been sold to J.P. Morgan Chase & Co. and later to Mercuria Energy Group, Ltd. HMRC asserted that RBS was not entitled to reduce its VAT liability by VAT paid on certain carbon credit purchases during 2009 because RBS knew or should have known that certain vendors in the trading chain did not remit their own VAT to HMRC. After paying the assessment, RBS filed a Notice of Appeal of the assessment with the First-Tier Tribunal. Trial on the matter, which could include the assessment of a penalty of up to 100% of the claimed amount, is scheduled to begin in June 2021.

In 2015, liquidators filed a claim in the High Court of Justice against RBS and Mercuria Energy Europe Trading Limited (the Defendants) on behalf of 10 companies (the Liquidating Companies) that engaged in carbon credit trading via chains that included a company that traded directly with RBS SEE. The claim alleges that the Defendants' participation in the purchase and sale of carbon credits resulted in the Liquidating Companies' carbon credit trading transactions creating a VAT liability they were unable to pay, and that the Defendants are liable to provide for equitable compensation due to dishonest assistance and for compensation under the U.K. Insolvency Act of 1986. Trial on the matter was held in June and July of 2018. In March 2020, the High Court of Justice rendered its judgment mostly in favor of the Liquidating Companies and awarded damages of approximately £45 million (approximately \$61 million in U.S. dollars at December 31, 2020), plus costs and interest. In October 2020, the High Court of Justice issued an order granting the Defendants permission to appeal its March 2020 judgment to the Court of Appeal, and the Defendants have filed an application for such appeal.

Although the final outcome of both the High Court of Justice case and First-Tier Tribunal case remains uncertain, we recorded \$100 million in equity losses from our investment in RBS Sempra Commodities in Equity Earnings on the Sempra Energy Consolidated Statement of Operations in the year ended December 31, 2020, which represents an estimate of our obligations to settle pending tax matters and related legal costs.

### *Asbestos Claims Against EFH Subsidiaries*

Certain EFH subsidiaries that we acquired as part of the merger of EFH with an indirect subsidiary of Sempra Energy are defendants in personal injury lawsuits brought in state courts throughout the U.S. As of February 22, 2021, 209 such lawsuits are pending with 77 such lawsuits having been served. These cases allege illness or death as a result of exposure to asbestos in power plants designed and/or built by companies whose assets were purchased by predecessor entities to the EFH subsidiaries, and generally assert claims for product defects, negligence, strict liability and wrongful death. They seek compensatory and punitive damages. Additionally, in connection with the EFH bankruptcy proceeding, approximately 28,000 proofs of claim were filed on behalf of persons who allege exposure to asbestos under similar circumstances and assert the right to file such lawsuits in the future. None of these claims or lawsuits were discharged in the EFH bankruptcy proceeding. The costs to defend or resolve these lawsuits and the amount of damages that may be imposed or incurred could have a material adverse effect on Sempra Energy's cash flows, financial condition and results of operations.

We are also defendants in ordinary routine litigation incidental to our businesses, including personal injury, employment litigation, product liability, property damage and other claims. Juries have demonstrated an increasing willingness to grant large awards, including punitive damages, in these types of cases.

## **LEASES**



A lease exists when a contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration. We determine if an arrangement is or contains a lease at inception of the contract.

Some of our lease agreements contain nonlease components, which represent activities that transfer a separate good or service to the lessee. As the lessee for both operating and finance leases, we have elected to combine lease and nonlease components as a single lease component for real estate, fleet vehicles, power generating facilities, and pipelines, whereby fixed or in-substance fixed payments allocable to the nonlease component are accounted for as part of the related lease liability and ROU asset. As the lessor, we have elected to combine lease and nonlease components as a single lease component for real estate and power generating facilities if the timing and pattern of transfer of the lease and nonlease components are the same and the lease component would be classified as an operating lease if accounted for separately.

### ***Lessee Accounting***

We have operating and finance leases for real and personal property (including office space, land, fleet vehicles, machinery and equipment, warehouses and other operational facilities) and PPAs with renewable energy and peaker plant facilities.

Some of our leases include options to extend the lease terms for up to 20 years, or to terminate the lease within one year. Our lease liabilities and ROU assets are based on lease terms that may include such options when it is reasonably certain that we will exercise the option.

Certain of our contracts are short-term leases, which have a lease term of 12 months or less at lease commencement. We do not recognize a lease liability or ROU asset arising from short-term leases for all existing classes of underlying assets. In such cases, we recognize short-term lease costs on a straight-line basis over the lease term. Our short-term lease costs for the period reasonably reflect our short-term lease commitments.

Certain of our leases contain escalation clauses requiring annual increases in rent ranging from 2% to 4% or based on the Consumer Price Index. The rentals payable under these leases may increase by a fixed amount each year or by a percentage of a base year. Variable lease payments that are based on an index or rate are included in the initial measurement of our lease liability and ROU asset based on the index or rate at lease commencement and are not remeasured because of changes to the index or rate. Rather, changes to the index or rate are treated as variable lease payments and recognized in the period in which the obligation for those payments is incurred.

Similarly, PPAs for the purchase of renewable energy at SDG&E require lease payments based on a stated rate per MWh produced by the facilities, and we are required to purchase substantially all the output from the facilities. SDG&E is required to pay additional amounts for capacity charges and actual purchases of energy that exceed the minimum energy commitments. Under these contracts, we do not recognize a lease liability or ROU asset for leases for which there are no fixed lease payments. Rather, these variable lease payments are recognized separately as variable lease costs. SDG&E estimates these variable lease payments to be \$297 million in each of 2021 and 2022, \$296 million in 2023, \$297 million in 2024, \$296 million in 2025 and \$3,069 million thereafter.

As of the lease commencement date, we recognize a lease liability for our obligation to make future lease payments, which we initially measure at present value using our incremental borrowing rate at the date of lease commencement, unless the rate implicit in the lease is readily determinable. We determine our incremental borrowing rate based on the rate of interest that we would have to pay to borrow, on a collateralized basis over a similar term, an amount equal to the lease payments in a similar economic environment. We also record a corresponding ROU asset, initially equal to the lease liability and adjusted for lease payments made at or before lease commencement, lease incentives, and any initial direct costs. We test ROU assets for recoverability whenever events or changes in circumstances have occurred that may affect the recoverability or the estimated useful lives of the ROU assets.

For our operating leases, our non-regulated entities recognize a single lease cost on a straight-line basis over the lease term in operating expenses. The California Utilities recognize this single lease cost on a basis that is consistent with the recovery of such costs in accordance with U.S. GAAP governing rate-regulated operations.

For our finance leases, the interest expense on the lease liability and amortization of the ROU asset are accounted for separately. Our non-regulated entities use the effective interest rate method to account for the imputed interest on the lease liability and amortize the ROU asset on a straight-line basis over the lease term. The California Utilities recognize amortization of the ROU asset on a basis that is consistent with the recovery of such costs in accordance with U.S. GAAP governing rate-regulated operations.

Our leases do not contain any material residual value guarantees, restrictions or covenants.

Classification of ROU assets and lease liabilities and the weighted-average remaining lease term and discount rate associated with operating and finance leases are summarized in the table below.

## LESSEE INFORMATION ON THE CONSOLIDATED BALANCE SHEETS

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated		SDG&E		SoCalGas	
			December 31,			
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>Right-of-use assets:</b>						
Operating leases:						
Right-of-use assets	\$ 543	\$ 591	\$ 102	\$ 130	\$ 74	\$ 94
Finance leases:						
Property, plant and equipment	1,429	1,353	1,356	1,326	73	27
Accumulated depreciation	(99)	(64)	(80)	(57)	(19)	(7)
Property, plant and equipment, net	1,330	1,289	1,276	1,269	54	20
Total right-of-use assets	\$ 1,873	\$ 1,880	\$ 1,378	\$ 1,399	\$ 128	\$ 114
<b>Lease liabilities:</b>						
Operating leases:						
Other current liabilities	\$ 52	\$ 52	\$ 27	\$ 27	\$ 18	\$ 18
Deferred credits and other	407	445	73	102	56	75
	459	497	100	129	74	93
Finance leases:						
Current portion of long-term debt and finance leases	36	26	26	20	10	6
Long-term debt and finance leases	1,294	1,263	1,250	1,250	44	13
	1,330	1,289	1,276	1,270	54	19
Total lease liabilities	\$ 1,789	\$ 1,786	\$ 1,376	\$ 1,399	\$ 128	\$ 112
<b>Weighted-average remaining lease term (in years):</b>						
Operating leases	13	13	6	6	5	6
Finance leases	18	19	19	20	7	6
<b>Weighted-average discount rate:</b>						
Operating leases	5.81 %	6.01 %	3.62 %	3.55 %	2.03 %	3.73 %
Finance leases	14.45 %	14.76 %	14.65 %	14.83 %	2.83 %	3.23 %

The components of lease costs were as follows:

**LESSEE INFORMATION ON THE CONSOLIDATED STATEMENTS OF OPERATIONS<sup>(1)</sup>**

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated		SDG&E		SoCalGas	
			Years ended December 31,			
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Operating lease costs	\$ 92	\$ 96	\$ 31	\$ 33	\$ 24	\$ 27
Finance lease costs:						
Amortization of ROU assets <sup>(2)</sup>	35	24	23	18	12	6
Interest on lease liabilities	188	173	186	173	2	—
Total finance lease costs	223	197	209	191	14	6
Short-term lease costs <sup>(3)</sup>	7	6	3	2	—	—
Variable lease costs <sup>(3)</sup>	477	482	467	471	10	10
Total lease costs	\$ 799	\$ 781	\$ 710	\$ 697	\$ 48	\$ 43

<sup>(1)</sup> Includes costs capitalized in PP&E.

<sup>(2)</sup> Included in O&M, except for \$18 million in 2020 and \$15 million in 2019, which is included in Depreciation and Amortization Expense at Sempra Energy Consolidated and SDG&E.

<sup>(3)</sup> Short-term leases with variable lease costs are recorded and presented as variable lease costs.

Cash paid for amounts included in the measurement of lease liabilities was as follows:

**LESSEE INFORMATION ON THE CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS**

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated		SDG&E		SoCalGas	
			Years ended December 31			
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Operating activities:						
Cash paid for operating leases	\$ 79	\$ 101	\$ 31	\$ 33	\$ 24	\$ 27
Cash paid for finance leases	173	173	171	173	2	—
Financing activities:						
Cash paid for finance leases	35	24	23	18	12	6
Increase (decrease) in operating lease obligations for right-of-use assets	20	585	(1)	158	1	118
Increase in finance lease obligations for investment in PP&E	77	38	30	16	47	22



The table below presents the maturity analysis of our lease liabilities and reconciliation to the present value of lease liabilities:

**LESSEE MATURITY ANALYSIS OF LIABILITIES**

(Dollars in millions)

	December 31, 2020					
	Sempra Energy Consolidated		SDG&E		SoCalGas	
	Operating leases	Finance leases <sup>(1)</sup>	Operating leases	Finance leases <sup>(1)</sup>	Operating leases	Finance leases
2021	\$ 73	\$ 206	\$ 30	\$ 194	\$ 19	\$ 12
2022	64	203	22	194	17	9
2023	55	203	17	194	13	9
2024	51	198	15	189	11	9
2025	40	193	5	185	9	8
Thereafter	415	2,465	22	2,453	8	12
Total undiscounted lease payments	698	3,468	111	3,409	77	59
Less: imputed interest	(239)	(2,138)	(11)	(2,133)	(3)	(5)
Total lease liabilities	459	1,330	100	1,276	74	54
Less: current lease liabilities	(52)	(36)	(27)	(26)	(18)	(10)
Long-term lease liabilities	\$ 407	\$ 1,294	\$ 73	\$ 1,250	\$ 56	\$ 44

<sup>(1)</sup> Substantially all amounts are related to purchased-power contracts.

**Lease Disclosures Under Previous U.S. GAAP**

Rent expense for operating leases was as follows:

**RENT EXPENSE – OPERATING LEASES**

(Dollars in millions)

	Year ended December 31, 2018
Sempra Energy Consolidated	\$ 122
SDG&E	27
SoCalGas	41

The annual amortization charge for PPAs accounted for as capital leases at both Sempra Energy Consolidated and SDG&E was \$11 million in 2018. The annual depreciation charge for fleet vehicles and other assets in 2018 was \$8 million at Sempra Energy Consolidated, including \$2 million at SDG&E and \$6 million at SoCalGas.

**Lessor Accounting**

Sempra Mexico is a lessor for certain of its natural gas and ethane pipelines, compressor stations and LPG storage facilities. These operating leases expire at various dates from 2021 through 2039.

Sempra Mexico expects to continue to derive value from the underlying assets associated with its pipelines following the end of their respective lease terms based on the expected remaining useful life, expected market conditions and plans to re-market and re-contract the underlying assets.

Generally, we recognize operating lease income on a straight-line basis over the lease term and evaluate the underlying asset for impairment. Certain of our leases contain rate adjustments or are based on foreign currency exchange rates that may result in lease payments received that vary in amount from one period to the next.

We provide information below for leases for which we are the lessor.

**LESSOR INFORMATION – SEMPRA ENERGY**

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2020	2019
<b>Assets subject to operating leases:</b>		
Property, plant and equipment <sup>(1)</sup>	\$ 1,092	\$ 1,038
Accumulated depreciation	(228)	(179)
<b>Property, plant and equipment, net</b>	<b>\$ 864</b>	<b>\$ 859</b>
		December 31, 2020
<b>Maturity analysis of operating lease payments:</b>		
2021		\$ 207
2022		202
2023		202
2024		202
2025		202
Thereafter		2,344
<b>Total undiscounted cash flows</b>		<b>\$ 3,359</b>

<sup>(1)</sup> Included in Machinery and Equipment — Pipelines and Storage within the major functional categories of PP&E.

**LESSOR INFORMATION ON THE CONSOLIDATED STATEMENTS OF OPERATIONS – SEMPRA ENERGY**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Fixed lease payments	\$ 195	\$ 200	\$ 194
Variable lease payments	1	6	72
<b>Total revenues from operating leases<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 196</b>	<b>\$ 206</b>	<b>\$ 266</b>
Depreciation expense	\$ 39	\$ 38	\$ 72

<sup>(1)</sup> Included in Revenues: Energy-Related Businesses on the Consolidated Statements of Operations.

**CONTRACTUAL COMMITMENTS**

**Natural Gas Contracts**

SoCalGas has responsibility for procuring natural gas for both SDG&E's and SoCalGas' core customers in a combined portfolio. SoCalGas buys natural gas under short-term and long-term contracts for this portfolio from various producing regions in the southwestern U.S., U.S. Rockies and Canada, primarily based on published monthly bid-week indices.

SoCalGas transports natural gas primarily under long-term firm interstate pipeline capacity agreements that provide for annual reservation charges, which are recovered in rates. SoCalGas has commitments with interstate pipeline companies for firm pipeline capacity under contracts that expire at various dates through 2032.

Sempra LNG has various capacity agreements for natural gas storage and transportation. Transportation costs on these agreements vary based on pipeline capacity.

Payments on our natural gas contracts could exceed the minimum commitment based on portfolio needs. At December 31, 2020, the future minimum payments under existing natural gas contracts and natural gas storage and transportation contracts are as follows:

FUTURE MINIMUM PAYMENTS – SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED				
(Dollars in millions)				
	Storage and transportation	Natural gas <sup>(1)</sup>	Total <sup>(1)</sup>	
2021	\$ 216	\$ 61	\$ 277	
2022	203	13	216	
2023	189	12	201	
2024	166	12	178	
2025	131	6	137	
Thereafter	1,014	—	1,014	
Total minimum payments	\$ 1,919	\$ 104	\$ 2,023	

<sup>(1)</sup> Excludes amounts related to the LNG purchase agreement discussed below.

FUTURE MINIMUM PAYMENTS – SOCALGAS				
(Dollars in millions)				
	Transportation	Natural gas	Total	
2021	\$ 134	\$ 41	\$ 175	
2022	126	—	126	
2023	123	—	123	
2024	103	—	103	
2025	68	—	68	
Thereafter	359	—	359	
Total minimum payments	\$ 913	\$ 41	\$ 954	

Total payments under natural gas contracts and natural gas storage and transportation contracts as well as payments to meet additional portfolio needs at Sempra Energy Consolidated and SoCalGas were as follows:

PAYMENTS UNDER NATURAL GAS CONTRACTS				
(Dollars in millions)				
	Years ended December 31,			
	2020	2019	2018	
Sempra Energy Consolidated	\$ 989	\$ 1,326	\$ 1,345	
SoCalGas	935	1,181	1,169	

### LNG Purchase Agreement

Sempra LNG has a sale and purchase agreement for the supply of LNG to the ECA Regas Facility. The commitment amount is calculated using a predetermined formula based on estimated forward prices of the index applicable from 2021 to 2029. Although this agreement specifies a number of cargoes to be delivered, under its terms, the customer may divert certain cargoes, which would reduce amounts paid under the agreement by Sempra LNG.

At December 31, 2020, the following LNG commitment amounts are based on the assumption that all cargoes, less those already confirmed to be diverted, under the agreement are delivered:

LNG COMMITMENT AMOUNTS	
(Dollars in millions)	
2021	\$ 320
2022	422
2023	389
2024	386
2025	390
Thereafter	1,452

Total

\$ 3,359

Actual LNG purchases in 2020, 2019 and 2018 have been significantly lower than the maximum amount provided under the agreement due to the customer electing to divert cargoes as allowed by the agreement.

### ***Purchased-Power Contracts***

For 2021, SDG&E expects to meet its customer power requirements from the following resource types:

- Long-term contracts: 28% (of which 27% is provided by renewable energy contracts expiring on various dates through 2041)
- Other SDG&E-owned generation and tolling contracts: 43%
- Spot market purchases: 29%

Payments on our purchased-power contracts could exceed the minimum commitments based on energy needs. At December 31, 2020, the future minimum payments under long-term purchased-power contracts for Sempra Energy Consolidated and SDG&E are as follows:

FUTURE MINIMUM PAYMENTS – PURCHASED-POWER CONTRACTS		
(Dollars in millions)		
2021	\$	222
2022		208
2023		173
2024		145
2025		88
Thereafter		794
Total minimum payments <sup>(1)</sup>	\$	1,630

<sup>(1)</sup> Excludes purchase agreements accounted for as finance leases.

Payments on these contracts represent capacity charges and minimum energy and transmission purchases that exceed the minimum commitment. SDG&E is required to pay additional amounts for actual purchases of energy that exceed the minimum energy commitments. SDG&E estimates these variable payments to be \$66 million in each of 2021 and 2022, \$67 million in 2023, \$65 million in 2024, \$66 million in 2025 and \$541 million thereafter. Total payments under purchased-power contracts for Sempra Energy Consolidated and SDG&E were \$534 million in 2020, \$744 million in 2019 and \$712 million in 2018.

### ***Construction and Development Projects***

Sempra Energy Consolidated has various capital projects in progress in the U.S. and Mexico. Our total contractual commitments at December 31, 2020 under these projects are approximately \$696 million, requiring future payments of \$525 million in 2021, \$22 million in 2022, \$19 million in 2023, \$16 million in each of 2024 and 2025 and \$98 million thereafter. The following is a summary by segment of contractual commitments and contingencies related to such projects.

#### ***SDG&E***

At December 31, 2020, SDG&E has commitments to make future payments of \$25 million for construction projects that include:

- \$1 million for infrastructure improvements for electric and natural gas transmission and distribution systems; and
- \$24 million related to spent fuel management at SONGS.

SDG&E expects future payments under these contractual commitments to be \$2 million in 2021, \$1 million in each of 2022 through 2025 and \$19 million thereafter.

#### ***Sempra Mexico***

At December 31, 2020, Sempra Mexico has commitments to make future payments of \$610 million for construction projects that include:

- \$349 million for liquid fuels terminals;





- \$249 million for natural gas pipelines and ongoing maintenance services; and
- \$12 million for renewables projects.

Sempra Mexico expects future payments under these contractual commitments to be \$466 million in 2021, \$19 million in 2022, \$16 million in 2023, \$15 million in each of 2024 and 2025 and \$79 million thereafter.

#### *Sempra LNG*

At December 31, 2020, Sempra LNG has commitments to make future payments of \$61 million primarily for natural gas liquefaction development costs and natural gas transportation projects. Sempra LNG expects future payments under these contractual commitments to be \$57 million in 2021, \$2 million in each of 2022 and 2023.

### **OTHER COMMITMENTS**

#### *SDG&E*

We discuss nuclear insurance and nuclear fuel disposal related to SONGS in Note 15.

In connection with the completion of the Sunrise Powerlink project in 2012, the CPUC required that SDG&E establish a fire mitigation fund to minimize the risk of fire as well as reduce the potential wildfire impact on residences and structures near the Sunrise Powerlink. The future payments for these contractual commitments, for which a liability has been recorded, are expected to be \$4 million per year in 2021 through 2025 and \$279 million thereafter, subject to escalation of 2% per year, for a remaining 49-year period. At December 31, 2020, the present value of these future payments of \$121 million has been recorded as a regulatory asset as the amounts represent a cost that we expect will be recovered from customers in the future.

#### *Sempra LNG*

Additional consideration for a 2006 comprehensive legal settlement with the State of California to resolve the Continental Forge litigation included an agreement that, for a period of 18 years beginning in 2011, Sempra LNG would sell to the California Utilities, subject to annual CPUC approval, up to 500 MMcf per day of regasified LNG from Sempra Mexico's ECA Regas Facility that is not delivered or sold in Mexico at the price indexed to the California border minus \$0.02 per MMBtu. There are no specified minimums required, and to date, Sempra LNG has not been required to deliver any natural gas pursuant to this agreement.

### **ENVIRONMENTAL ISSUES**

Our operations are subject to federal, state and local environmental laws. We also are subject to regulations related to hazardous wastes, air and water quality, land use, solid waste disposal and the protection of wildlife. These laws and regulations require that we investigate and correct the effects of the release or disposal of materials at sites associated with our past and our present operations. These sites include those at which we have been identified as a PRP under the federal Superfund laws and similar state laws.

In addition, we are required to obtain numerous governmental permits, licenses and other approvals to construct facilities and operate our businesses. The related costs of environmental monitoring, pollution control equipment, cleanup costs, and emissions fees are significant. Increasing national and international concerns regarding global warming and mercury, carbon dioxide, nitrogen oxide and sulfur dioxide emissions could result in requirements for additional pollution control equipment or significant emissions fees or taxes that could adversely affect Sempra LNG and Sempra Mexico. The California Utilities' costs to operate their facilities in compliance with these laws and regulations generally have been recovered in customer rates.

We disclose any proceeding under environmental laws to which a government authority is a party when the potential monetary sanctions, exclusive of interest and costs, exceed the lesser of \$1 million or 1% of current assets, which was \$45 million for Sempra Energy Consolidated, \$16 million for SDG&E and \$15 million for SoCalGas at December 31, 2020.

We discuss environmental matters related to the natural gas leak at SoCalGas' Aliso Canyon natural gas storage facility above in "Legal Proceedings – SoCalGas – Aliso Canyon Natural Gas Storage Facility Gas Leak."

**COPIA SIMPLE**

COPIA SIMPLE

### Other Environmental Issues

We generally capitalize the significant costs we incur to mitigate or prevent future environmental contamination or extend the life, increase the capacity, or improve the safety or efficiency of property used in current operations. The following table shows our capital expenditures (including construction work in progress) in order to comply with environmental laws and regulations:

CAPITAL EXPENDITURES FOR ENVIRONMENTAL ISSUES					
(Dollars in millions)					
	Years ended December 31,				
	2020		2019		2018
Sempra Energy Consolidated	\$	76	\$	80	\$ 100
SDG&E		39		39	38
SoCalGas		37		41	62

We have not identified any significant environmental issues outside the U.S.

At the California Utilities, costs that relate to current operations or an existing condition caused by past operations are generally recorded as a regulatory asset due to the probability that these costs will be recovered in rates.

The environmental issues currently facing us, except for those related to the Aliso Canyon natural gas storage facility leak as we discuss above or resolved during the last three years, include (1) investigation and remediation of the California Utilities' manufactured-gas sites, (2) cleanup of third-party waste-disposal sites used by the California Utilities at which we have been identified as a PRP and (3) mitigation of damage to the marine environment caused by the cooling-water discharge from SONGS.

The table below shows the status at December 31, 2020 of the California Utilities' manufactured-gas sites and the third-party waste-disposal sites for which we have been identified as a PRP:

STATUS OF ENVIRONMENTAL SITES		
	# Sites complete <sup>(1)</sup>	# Sites in process
<b>SDG&amp;E:</b>		
Manufactured-gas sites	3	—
Third-party waste-disposal sites	2	1
<b>SoCalGas:</b>		
Manufactured-gas sites	39	3
Third-party waste-disposal sites	5	2

<sup>(1)</sup> There may be ongoing compliance obligations for completed sites, such as regular inspections, adherence to land use covenants and water quality monitoring.

We record environmental liabilities when our liability is probable and the costs can be reasonably estimated. In many cases, however, investigations are not yet at a stage where we can determine whether we are liable or, if the liability is probable, to reasonably estimate the amount or range of amounts of the costs. Estimates of our liability are further subject to uncertainties such as the nature and extent of site contamination, evolving cleanup standards and imprecise engineering evaluations. We review our accruals periodically and, as investigations and cleanups proceed, we make adjustments as necessary.

The following table shows our accrued liabilities for environmental matters at December 31, 2020. Of the total liability, \$9 million at SoCalGas is recorded on a discounted basis, with a discount rate of 1.5%.

#### ACCRUED LIABILITIES FOR ENVIRONMENTAL MATTERS

(Dollars in millions)

	Manufactured- gas sites	Waste disposal sites (PRP) <sup>(1)</sup>	Other hazardous waste sites	Total <sup>(2)</sup>
SDG&E <sup>(3)</sup>	\$ —	\$ 6	\$ 13	\$ 19
SoCalGas <sup>(4)</sup>	36	3	1	40
Other	—	1	—	1
<b>Total Sempra Energy</b>	<b>\$ 36</b>	<b>\$ 10</b>	<b>\$ 14</b>	<b>\$ 60</b>

<sup>(1)</sup> Sites for which we have been identified as a PRP.

<sup>(2)</sup> Includes \$11 million, \$1 million and \$10 million classified as current liabilities, and \$49 million, \$18 million and \$30 million classified as noncurrent liabilities on Sempra Energy's, SDG&E's and SoCalGas' Consolidated Balance Sheets, respectively.

<sup>(3)</sup> Does not include SDG&E's liability for SONGS marine environment mitigation.

<sup>(4)</sup> Does not include SoCalGas' liability for environmental matters for the Leak. We discuss matters related to the Leak above in "Legal Proceedings – SoCalGas – Aliso Canyon Natural Gas Storage Facility Gas Leak."

In connection with the issuance of operating permits, SDG&E and the other owners of SONGS previously reached an agreement with the CCC to mitigate the damage to the marine environment caused by the cooling-water discharge from SONGS during its operation. SONGS' early retirement, described in Note 15, does not reduce SDG&E's mitigation obligation. SDG&E's share of the estimated mitigation costs is \$84 million, of which \$47 million has been incurred through December 31, 2020 and \$37 million is accrued for remaining costs through 2053, which is recoverable in rates and included in noncurrent Regulatory Assets on Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Balance Sheets.

We expect future payments related to our environmental liabilities on an undiscounted basis to be \$12 million in 2021, \$16 million in 2022, \$3 million in 2023, \$6 million in 2024, \$3 million in 2025 and \$58 million thereafter.



**COPIA SIMPLE**

DECLASSIFIED

[THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK]

## NOTE 17. SEGMENT INFORMATION



We have five separately managed reportable segments, as follows:

- *SDG&E* provides electric service to San Diego and southern Orange counties and natural gas service to San Diego County.
- *SoCalGas* is a natural gas distribution utility, serving customers throughout most of Southern California and part of central California.
- *Sempra Texas Utilities* holds our investment in Oncor Holdings, which owns an 80.25% interest in Oncor, a regulated electric transmission and distribution utility serving customers in the north-central, eastern, western and panhandle regions of Texas; and our indirect, 50% interest in Sharyland Holdings, which owns Sharyland Utilities, a regulated electric transmission utility serving customers near the Texas-Mexico border. As we discuss in Note 5, we acquired our investment in Sharyland Holdings in May 2019.
- *Sempra Mexico* develops, owns and operates, or holds interests in, natural gas, electric, LNG, LPG, ethane and liquid fuels infrastructure, and has marketing operations for the purchase of LNG and the purchase and sale of natural gas in Mexico.
- *Sempra LNG* develops and builds natural gas liquefaction export facilities, holds an interest in a facility for the export of LNG, owns and operates natural gas pipelines, and buys, sells and transports natural gas through its marketing operations, all within the U.S. and Mexico. In February 2019, we completed the sale of our natural gas storage assets at Mississippi Hub and Bay Gas.

In April 2019, Sempra Renewables completed the sale of its remaining wind assets and investments. Upon completion of this sale, remaining nominal business activities at Sempra Renewables were subsumed into Parent and other and the Sempra Renewables segment ceased to exist. The tables below include amounts from Sempra Renewables up until cessation of the segment.

As we discuss in Note 5, the financial information related to our businesses that constituted the Sempra South American Utilities segment is presented as discontinued operations for all periods presented. The information in the tables below excludes amounts from discontinued operations unless otherwise noted. We completed the sales of our discontinued operations in the second quarter of 2020.

We evaluate each segment's performance based on its contribution to Sempra Energy's reported earnings and cash flows. The California Utilities operate in essentially separate service territories, under separate regulatory frameworks and rate structures set by the CPUC and the FERC. We describe the accounting policies of all of our segments in Note 1.

The cost of common services shared by the business segments is assigned directly or allocated based on various cost factors, depending on the nature of the service provided. Interest income and expense is recorded on intercompany loans. The loan balances and related interest are eliminated in consolidation.

The following tables show selected information by segment from our Consolidated Statements of Operations and Consolidated Balance Sheets. We provide information about our equity method investments by segment in Note 6. Amounts labeled as "All other" in the following tables consist primarily of activities of parent organizations and include certain nominal amounts from our South American businesses that did not qualify for treatment as discontinued operations.

SEGMENT INFORMATION

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>REVENUES</b>			
SDG&E	\$ 5,313	\$ 4,925	\$ 4,568
SoCalGas	4,748	4,525	3,962
Sempra Mexico	1,256	1,375	1,376
Sempra LNG	374	410	472
Sempra Renewables	—	10	124
All other	2	3	—
Adjustments and eliminations	(3)	(3)	(3)
Intersegment revenues <sup>(1)</sup>	(320)	(416)	(397)
Total	\$ 11,370	\$ 10,829	\$ 10,102
<b>INTEREST EXPENSE</b>			
SDG&E <sup>(2)</sup>	\$ 413	\$ 411	\$ 221
SoCalGas	158	141	115
Sempra Mexico	132	119	120
Sempra LNG	43	35	21
Sempra Renewables	—	3	19
All other	389	450	496
Intercompany eliminations	(54)	(82)	(106)
Total	\$ 1,081	\$ 1,077	\$ 886
<b>INTEREST INCOME</b>			
SDG&E	\$ 2	\$ 4	\$ 4
SoCalGas	2	2	2
Sempra Mexico	60	78	65
Sempra LNG	81	61	49
Sempra Renewables	—	11	12
All other	7	4	14
Intercompany eliminations	(56)	(73)	(61)
Total	\$ 96	\$ 87	\$ 85
<b>DEPRECIATION AND AMORTIZATION</b>			
SDG&E	\$ 801	\$ 760	\$ 688
SoCalGas	654	602	556
Sempra Mexico	189	183	175
Sempra LNG	9	10	26
Sempra Renewables	—	—	27
All other	13	14	19
Total	\$ 1,666	\$ 1,569	\$ 1,491
<b>INCOME TAX EXPENSE (BENEFIT)</b>			
SDG&E	\$ 190	\$ 171	\$ 173
SoCalGas	96	120	92
Sempra Texas Utilities	1	—	—
Sempra Mexico	57	227	185
Sempra LNG	92	(5)	(435)
Sempra Renewables	—	4	71
All other	(187)	(202)	(135)
Total	\$ 249	\$ 315	\$ (49)

**SEGMENT INFORMATION (CONTINUED)**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31 or at December 31,		
	2020	2019	2018
<b>EARNINGS (LOSSES) ATTRIBUTABLE TO COMMON SHARES</b>			
SDG&E	\$ 824	\$ 767	\$ 669
SoCalGas	504	641	400
Sempra Texas Utilities	579	528	371
Sempra Mexico	259	253	237
Sempra LNG	320	(6)	(617)
Sempra Renewables	—	59	328
Discontinued operations	1,840	328	156
All other	(562)	(515)	(620)
<b>Total</b>	<b>\$ 3,764</b>	<b>\$ 2,055</b>	<b>\$ 924</b>
<b>EXPENDITURES FOR PROPERTY, PLANT &amp; EQUIPMENT</b>			
SDG&E	\$ 1,942	\$ 1,522	\$ 1,542
SoCalGas	1,843	1,439	1,538
Sempra Mexico	611	624	368
Sempra LNG	268	112	31
Sempra Renewables	—	2	51
All other	12	9	14
<b>Total</b>	<b>\$ 4,676</b>	<b>\$ 3,708</b>	<b>\$ 3,544</b>
<b>ASSETS</b>			
SDG&E	\$ 22,311	\$ 20,560	\$ 19,225
SoCalGas	18,460	17,077	15,389
Sempra Texas Utilities	12,542	11,619	9,652
Sempra Mexico	10,752	9,938	9,165
Sempra LNG	2,205	3,901	4,060
Sempra Renewables	—	—	2,549
Discontinued operations	—	3,958	3,718
All other	1,209	749	1,070
Intersegment receivables	(856)	(2,137)	(4,190)
<b>Total</b>	<b>\$ 66,623</b>	<b>\$ 65,665</b>	<b>\$ 60,638</b>
<b>GEOGRAPHIC INFORMATION</b>			
<b>Long-lived assets<sup>(3)</sup>:</b>			
United States	\$ 46,902	\$ 43,719	\$ 40,611
Mexico	6,929	6,355	5,800
<b>Total</b>	<b>\$ 53,831</b>	<b>\$ 50,074</b>	<b>\$ 46,411</b>
<b>Revenues<sup>(4)</sup>:</b>			
United States	\$ 10,205	\$ 9,574	\$ 8,840
Mexico	1,165	1,255	1,262
<b>Total</b>	<b>\$ 11,370</b>	<b>\$ 10,829</b>	<b>\$ 10,102</b>

<sup>(1)</sup> Revenues for reportable segments include intersegment revenues of \$5 million, \$88 million, \$91 million and \$136 million for 2020; \$5 million, \$69 million, \$120 million and \$222 million for 2019; and \$4 million, \$64 million, \$114 million and \$215 million for 2018 for SDG&E, SoCalGas, Sempra Mexico and Sempra LNG, respectively.

<sup>(2)</sup> In accordance with adoption of the lease standard on January 1, 2019, on a prospective basis, a significant portion of finance lease costs for PPAs that have historically been presented in Cost of Electric Fuel and Purchased Power are now presented in Interest Expense.

<sup>(3)</sup> Includes net PP&E and investments.

<sup>(4)</sup> Amounts are based on where the revenue originated, after intercompany eliminations.



**NOTE 18. QUARTERLY FINANCIAL DATA (UNAUDITED)**

We provide quarterly financial information for Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas below:

<b>SEMPRA ENERGY</b> (In millions, except per share amounts)				
	Quarters ended			
	March 31	June 30	September 30	December 31
<b>2020:</b>				
Revenues	\$ 3,029	\$ 2,526	\$ 2,644	\$ 3,171
Expenses and other income	\$ 2,632	\$ 2,063	\$ 2,443	\$ 2,743
Income from continuing operations, net of income tax	\$ 867	\$ 528	\$ 428	\$ 432
Income (loss) from discontinued operations, net of income tax	80	1,777	(7)	—
Net income	\$ 947	\$ 2,305	\$ 421	\$ 432
Earnings attributable to common shares	\$ 760	\$ 2,239	\$ 351	\$ 414
Basic EPS <sup>(1)</sup> :				
Earnings from continuing operations	\$ 2.35	\$ 1.58	\$ 1.23	\$ 1.43
Earnings (losses) from discontinued operations	\$ 0.25	\$ 6.06	\$ (0.02)	\$ —
Earnings	\$ 2.60	\$ 7.64	\$ 1.21	\$ 1.43
Weighted-average common shares outstanding	292.8	293.1	289.5	289.0
Diluted EPS <sup>(1)</sup> :				
Earnings from continuing operations <sup>(2)</sup>	\$ 2.30	\$ 1.58	\$ 1.23	\$ 1.43
Earnings (losses) from discontinued operations	\$ 0.23	\$ 6.03	\$ (0.02)	\$ —
Earnings <sup>(2)</sup>	\$ 2.53	\$ 7.61	\$ 1.21	\$ 1.43
Weighted-average common shares outstanding	313.9	294.2	290.6	290.2
<b>2019:</b>				
Revenues	\$ 2,898	\$ 2,230	\$ 2,758	\$ 2,943
Expenses and other income	\$ 2,397	\$ 1,944	\$ 2,310	\$ 2,444
Income from continuing operations, net of income tax	\$ 560	\$ 357	\$ 653	\$ 429
(Loss) income from discontinued operations, net of income tax	(42)	78	256	71
Net income	\$ 518	\$ 435	\$ 909	\$ 500
Earnings attributable to common shares	\$ 441	\$ 354	\$ 813	\$ 447
Basic EPS <sup>(1)</sup> :				
Earnings from continuing operations	\$ 1.79	\$ 1.03	\$ 2.04	\$ 1.36
(Losses) earnings from discontinued operations	\$ (0.19)	\$ 0.26	\$ 0.89	\$ 0.21
Earnings	\$ 1.60	\$ 1.29	\$ 2.93	\$ 1.57
Weighted-average common shares outstanding	274.7	275.0	277.4	284.6
Diluted EPS <sup>(1)</sup> :				
Earnings from continuing operations <sup>(2)</sup>	\$ 1.78	\$ 1.01	\$ 2.00	\$ 1.34
(Losses) earnings from discontinued operations	\$ (0.19)	\$ 0.25	\$ 0.84	\$ 0.21
Earnings <sup>(2)</sup>	\$ 1.59	\$ 1.26	\$ 2.84	\$ 1.55
Weighted-average common shares outstanding	277.2	279.6	295.8	288.8

<sup>(1)</sup> EPS is computed independently for each of the quarters and therefore may not sum to the total for the year.

<sup>(2)</sup> In the quarters ended March 31, 2020 and September 30, 2019, due to the dilutive effect of certain mandatory convertible preferred stock, the numerator used to calculate diluted EPS included an add-back of related mandatory convertible preferred dividends declared in those quarters.

In April 2020, we completed the sale of our equity interests in our Peruvian businesses for cash proceeds of \$3,549 million, net of transaction costs and as adjusted for post-closing adjustments, and recorded a pretax gain of \$2,271 million (\$1,499 million after tax). In June 2020, we completed the sale of our equity interests in our Chilean businesses for cash proceeds of \$2,216 million, net of transaction costs and as adjusted for post-closing adjustments, and recorded a pretax gain of \$628 million (\$248 million after tax). We discuss the sale of these discontinued operations and related gains in Note 5.

In March, September and December of 2020, SoCalGas recorded charges of \$100 million (\$72 million after tax), \$27 million (\$22 million after tax) and \$180 million (\$139 million after tax), respectively, in Aliso Canyon Litigation and Regulatory Matters on the SoCalGas and Sempra Energy Consolidated Statements of Operations related to settlement discussions in connection with civil litigation and regulatory matters. We discuss these matters in Note 16.

In April 2019, Sempra Renewables completed the sale of its remaining wind assets and investments and recognized a pretax gain on sale of \$61 million (\$45 million after tax). We discuss the sale and related gain in Note 5.

## SDG&E

(Dollars in millions)

	Quarters ended			
	March 31	June 30	September 30	December 31
<b>2020:</b>				
Operating revenues	\$ 1,269	\$ 1,235	\$ 1,472	\$ 1,337
Operating expenses	880	887	1,157	1,016
Operating income	\$ 389	\$ 348	\$ 315	\$ 321
Net income/Earnings attributable to common shares	\$ 262	\$ 193	\$ 178	\$ 191
<b>2019:</b>				
Operating revenues	\$ 1,145	\$ 1,094	\$ 1,427	\$ 1,259
Operating expenses	883	831	1,004	894
Operating income	\$ 262	\$ 263	\$ 423	\$ 365
Net income	\$ 177	\$ 146	\$ 266	\$ 185
Earnings attributable to noncontrolling interest	(1)	(3)	(3)	—
Earnings attributable to common shares	\$ 176	\$ 143	\$ 263	\$ 185

## SOCALGAS

(Dollars in millions)

	Quarters ended			
	March 31	June 30	September 30	December 31
<b>2020:</b>				
Operating revenues	\$ 1,395	\$ 1,010	\$ 842	\$ 1,501
Operating expenses	1,031	773	826	1,333
Operating income	\$ 364	\$ 237	\$ 16	\$ 168
Net income (loss)	\$ 303	\$ 147	\$ (24)	\$ 79
Dividends on preferred stock	—	(1)	—	—
Earnings (losses) attributable to common shares	\$ 303	\$ 146	\$ (24)	\$ 79
<b>2019:</b>				
Operating revenues	\$ 1,361	\$ 806	\$ 975	\$ 1,383
Operating expenses	1,060	747	762	1,000
Operating income	\$ 301	\$ 59	\$ 213	\$ 383
Net income	\$ 264	\$ 31	\$ 143	\$ 204
Dividends on preferred stock	—	(1)	—	—
Earnings attributable to common shares	\$ 264	\$ 30	\$ 143	\$ 204

SoCalGas recognizes annual authorized revenue for core natural gas customers using seasonal factors established in the Triennial Cost Allocation Proceeding. Accordingly, a significant portion of SoCalGas' annual earnings are recognized in the first and fourth quarters each year.

COPIA SIMPLE

01/13/2013

**COPIA SIMPLE**

37237183

[THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK]



**COPY SIMPLE**

**SCHEDULE I – SEMPRA ENERGY**  
**INDEX TO CONDENSED FINANCIAL INFORMATION OF PARENT**

---

Condensed Statements of Operations for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018	S-2
---	-----

Condensed Statements of Comprehensive Income (Loss) for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018	S-3
--	-----

Condensed Balance Sheets at December 31, 2020 and 2019	S-4
--	-----

Condensed Statements of Cash Flows for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018	S-5
---	-----

---

**Notes to Condensed Financial Information of Parent**

Note 1. Basis of Presentation	S-6
-------------------------------	-----

Note 2. New Accounting Standards	S-6
----------------------------------	-----

Note 3. Long-Term Debt	S-7
------------------------	-----

Note 4. Commitments and Contingencies	S-8
---------------------------------------	-----

---

**COPY SIMPLE**

**SEMPRA ENERGY**  
**CONDENSED STATEMENTS OF OPERATIONS**

(Dollars in millions, except per share amounts; shares in thousands)

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Interest income	\$ 4	\$ 3	\$ 14
Interest expense	(495)	(521)	(495)
Operating expenses	(86)	(124)	(82)
Other (expense) income, net	(38)	59	(16)
Income tax benefit	176	163	154
Loss before equity in earnings of subsidiaries	(439)	(420)	(425)
Equity in earnings of subsidiaries, net of income taxes	4,371	2,617	1,474
Net income	3,932	2,197	1,049
Preferred dividends	(168)	(142)	(125)
Earnings	\$ 3,764	\$ 2,055	\$ 924
Basic EPS:			
Earnings	\$ 12.93	\$ 7.40	\$ 3.45
Weighted-average common shares outstanding	291,077	277,904	268,072
Diluted EPS:			
Earnings	\$ 12.88	\$ 7.29	\$ 3.42
Weighted-average common shares outstanding	292,252	282,033	269,852

See Notes to Condensed Financial Information of Parent.

**SEMPRA ENERGY**  
**CONDENSED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)**  
*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31, 2020, 2019 and 2018		
	Pretax amount	Income tax benefit (expense)	Net-of-tax amount
<b>2020:</b>			
Net income	\$ 3,756	\$ 176	\$ 3,932
Other comprehensive income (loss):			
Foreign currency translation adjustments	547	—	547
Financial instruments	(146)	33	(113)
Pension and other postretirement benefits	11	1	12
Total other comprehensive income	412	34	446
<b>Comprehensive income</b>	<b>\$ 4,168</b>	<b>\$ 210</b>	<b>\$ 4,378</b>
<b>2019:</b>			
Net income	\$ 2,034	\$ 163	\$ 2,197
Other comprehensive income (loss):			
Foreign currency translation adjustments	(43)	—	(43)
Financial instruments	(161)	53	(108)
Pension and other postretirement benefits	25	(7)	18
Total other comprehensive loss	(179)	46	(133)
<b>Comprehensive income</b>	<b>\$ 1,855</b>	<b>\$ 209</b>	<b>\$ 2,064</b>
<b>2018:</b>			
Net income	\$ 895	\$ 154	\$ 1,049
Other comprehensive income (loss):			
Foreign currency translation adjustments	(144)	—	(144)
Financial instruments	64	(21)	43
Pension and other postretirement benefits	(38)	4	(34)
Total other comprehensive loss	(118)	(17)	(135)
<b>Comprehensive income</b>	<b>\$ 777</b>	<b>\$ 137</b>	<b>\$ 914</b>

See Notes to Condensed Financial Information of Parent.

**SEMPRA ENERGY**  
**CONDENSED BALANCE SHEETS**  
*(Dollars in millions)*

	December 31, 2020	December 31, 2019
<b>Assets:</b>		
Cash and cash equivalents	\$ 366	\$ 6
Due from affiliates	58	98
Income taxes receivable, net	42	—
Other current assets	26	34
Total current assets	492	138
Investments in subsidiaries	33,898	32,604
Due from affiliates	1	3
Deferred income taxes	2,187	1,766
Other long-term assets	717	682
Total assets	\$ 37,295	\$ 35,193
<b>Liabilities and shareholders' equity:</b>		
Current portion of long-term debt	\$ 850	\$ 1,399
Due to affiliates	224	369
Income taxes payable, net	—	274
Other current liabilities	536	561
Total current liabilities	1,610	2,603
Long-term debt	7,317	8,856
Due to affiliates	4,375	3,138
Other long-term liabilities	620	667
Commitments and contingencies (Note 4)		
Shareholders' equity	23,373	19,929
Total liabilities and shareholders' equity	\$ 37,295	\$ 35,193

See Notes to Condensed Financial Information of Parent.



**SEMPRA ENERGY**  
**CONDENSED STATEMENTS OF CASH FLOWS**  
*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31,		
	2020	2019	2018
Net cash (used in) provided by operating activities	(978)	\$ 294	\$ 213
Expenditures for property, plant and equipment	(9)	(8)	(11)
Expenditures for acquisition	—	—	(329)
Capital contributions to investees	(364)	(1,528)	(9,457)
Distribution from investments	3,616	—	—
Decrease (increase) in loans to affiliates, net	2	—	(1)
Other	—	4	—
Net cash provided by (used in) investing activities	3,245	(1,532)	(9,798)
Common stock dividends paid	(1,174)	(993)	(877)
Preferred dividends paid	(157)	(142)	(89)
Issuances of preferred stock, net	891	—	2,258
Issuances of common stock, net	11	1,830	2,272
Repurchases of common stock	(566)	(26)	(21)
Issuances of long-term debt	1,599	758	4,969
Payments on long-term debt	(3,700)	(1,500)	(500)
Increase in loans from affiliates, net	1,194	1,328	1,520
Equity transaction costs with third parties	(4)	—	—
Debt issuance costs	(1)	(25)	(37)
Net cash (used in) provided by financing activities	(1,907)	1,230	9,495
Increase (decrease) in cash and cash equivalents	360	(8)	(90)
Cash and cash equivalents, January 1	6	14	104
Cash and cash equivalents, December 31	\$ 366	\$ 6	\$ 14

**SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF NONCASH INVESTING AND FINANCING ACTIVITIES**

Preferred dividends declared but not paid	\$ 47	\$ 36	\$ 36
Common dividends issued in stock	22	55	54
Common dividends declared but not paid	301	283	245

See Notes to Condensed Financial Information of Parent.

NOTES TO CONDENSED FINANCIAL INFORMATION OF PARENT

---

**NOTE 1. BASIS OF PRESENTATION**

The condensed financial information of Sempra Energy has been prepared in accordance with SEC Regulation S-X Rule 5-04 and Rule 12-04. We apply the same accounting policies as in the financial statements of Sempra Energy Consolidated, except that Sempra Energy accounts for the earnings of its subsidiaries under the equity method in this unconsolidated financial information.

Other (Expense) Income, Net, on the Condensed Statements of Operations includes:

- \$41 million, \$61 million and \$(6) million of gains (losses) on dedicated assets in support of our executive retirement and deferred compensation plans in 2020, 2019 and 2018, respectively;
- \$3 million net gains primarily from the settlement of foreign currency derivatives to hedge Sempra Mexico parent's exposure to movements in the Mexican peso from its controlling interest in IEnova in 2018; and
- \$3 million and \$15 million of losses in 2020 and 2019, respectively, from foreign currency derivatives used to hedge exposure to fluctuations in the Peruvian sol and Chilean peso related to the sale of our operations in Peru and Chile.

Sempra Energy received cash dividends from its consolidated subsidiaries totaling \$300 million, \$150 million and \$300 million in 2020, 2019 and 2018, respectively.

Additional information on Sempra Energy's foreign currency derivatives is provided in Note 11 of the Notes to Consolidated Financial Statements.

---

**NOTE 2. NEW ACCOUNTING STANDARDS**

We describe below and in Note 2 of the Notes to Consolidated Financial Statements recent pronouncements that have had a significant effect on Sempra Energy's financial condition, results of operations, cash flows or disclosures.

**ASU 2020-04, "Facilitation of the Effects of Reference Rate Reform on Financial Reporting":** ASU 2020-04 provides optional expedients and exceptions for applying U.S. GAAP to contract modifications that replace LIBOR or another reference rate affected by reference rate reform and to hedging relationships that reference LIBOR or another reference rate affected or expected to be affected by reference rate reform. ASU 2020-04 was effective March 12, 2020 and can be applied through December 31, 2022, with certain exceptions for hedging relationships that continue to exist after this date, and may be applied from January 1, 2020. For contract modifications, the standard allows entities to account for modifications as an event that does not require reassessment or remeasurement (i.e., as a continuation of the existing contract). The standard also allows entities to amend their formal designation and documentation of hedging relationships affected or expected to be affected by reference rate reform, without having to de-designate the hedging relationship. Entities may elect the optional expedients and exceptions on an individual hedging relationship basis and independently from one another. We elected the optional expedients for contract modifications. We elected the cash flow hedging expedients to disregard the potential discontinuation of a reference rate when assessing whether a hedged forecasted interest payment is probable and to disregard certain mismatches between the designated hedging instrument and the hedged item when assessing the hedge effectiveness. We are applying these expedients prospectively from January 1, 2020. Application of these expedients preserves the presentation of derivatives consistent with the past presentation.

**ASU 2020-06, "Accounting for Convertible Instruments and Contracts in an Entity's Own Equity":** ASU 2020-06 simplifies the accounting for certain financial instruments with characteristics of liabilities and equity, including convertible instruments and contracts on an entity's own equity. In addition to other changes, this standard amends ASC 470-20, "Debt with Conversion and

Other Options,” by removing the accounting models for instruments with beneficial conversion features and cash conversion features. The standard also amends ASC 260, “Earnings Per Share,” as follows:

- requires an entity to apply the if-converted method when calculating diluted EPS for convertible instruments and no longer use the treasury stock method, which was previously allowed for certain convertible instruments;
- requires an entity to include the effect of potential share settlement in the diluted EPS calculation when an instrument may be settled in cash or shares, and no longer allows an entity to rebut the presumption of share settlement if it has a history or policy of cash settlement;
- requires an entity to include equity-classified convertible preferred stock that contains down-round features whereby, if the down-round feature is triggered, its effect is treated as a dividend and as a reduction of income available to common shareholders in basic EPS;
- clarifies that the average market price should be used to calculate the diluted EPS denominator when the exercise price or the number of shares that may be issued is variable, except for certain contingently issuable shares; and
- clarifies that the weighted-average share count from each quarter should be used when calculating the year-to-date weighted-average share count.

For public entities, ASU 2020-06 is effective for fiscal years beginning after December 15, 2021, including interim periods therein, with early adoption permitted for fiscal years beginning after December 15, 2020. An entity can use either a full or modified retrospective approach to adopt ASU 2020-06 and must disclose, in the period of adoption, EPS transition information about the effect of the change on affected per-share amounts. We plan to adopt the standard on January 1, 2022 and are currently evaluating the effect of the standard on our ongoing financial reporting.

### NOTE 3. LONG-TERM DEBT

The following table shows the detail and maturities of long-term debt outstanding:

LONG-TERM DEBT (Dollars in millions)	December 31,	
	2020	2019
2.4% Notes February 1, 2020	\$ —	\$ 500
2.4% Notes March 15, 2020	—	500
2.85% Notes November 15, 2020	—	400
Notes at variable rates (2.50% at December 31, 2019) January 15, 2021 <sup>(1)</sup>	—	700
Notes at variable rates (3.069% after floating-to-fixed rate swaps effective 2019) March 15, 2021	850	850
2.875% Notes October 1, 2022	500	500
2.9% Notes February 1, 2023	500	500
4.05% Notes December 1, 2023	500	500
3.55% Notes June 15, 2024	500	500
3.75% Notes November 15, 2025	350	350
3.25% Notes June 15, 2027	750	750
3.4% Notes February 1, 2028	1,000	1,000
3.8% Notes February 1, 2038	1,000	1,000
6% Notes October 15, 2039	750	750
4% Notes February 1, 2048	800	800
5.75% Junior Subordinated Notes July 1, 2079 <sup>(1)</sup>	758	758
	8,258	10,358
Current portion of long-term debt	(850)	(1,399)
Unamortized discount on long-term debt	(32)	(35)
Unamortized debt issuance costs	(59)	(68)
<b>Total long-term debt</b>	<b>\$ 7,317</b>	<b>\$ 8,856</b>

<sup>(1)</sup> Callable long-term debt not subject to make-whole provisions.

In October 2020, Sempra Energy redeemed \$700 million of floating-rate notes, prior to a scheduled maturity in January 2021, utilizing a portion of the proceeds received from the sales of our South American businesses.

Maturities of long-term debt at December 31, 2020 are \$850 million in 2021, \$500 million in 2022, \$1.0 billion in 2023, \$500 million in 2024, \$350 million in 2025 and \$5.1 billion thereafter.

Additional information on Sempra Energy's long-term debt is provided in Note 7 of the Notes to Consolidated Financial Statements.

---

#### NOTE 4. COMMITMENTS AND CONTINGENCIES

Sempra Energy has an operating lease commitment related to its corporate headquarters building of approximately \$257 million. Sempra Energy expects payments for its operating lease to be \$10 million in 2021, \$11 million in 2022, \$12 million in 2023, \$12 million in 2024, \$12 million in 2025 and \$200 million thereafter.

For other contingencies and guarantees related to Sempra Energy, refer to Notes 6, 7 and 16 of the Notes to Consolidated Financial Statements.





# **SEMPRA ENERGY** **INDICE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

Informes de la firma de contadores públicos independientes registrada

F-2

Estados Financieros Consolidados:	SEMPRA ENERGY	San Diego Gas & Electric Company	Southern California Gas Company
Estados Consolidados de Resultados correspondientes a los ejercicios terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018	F-10	F-18	F-24
Estados Consolidados de utilidad (pérdida) integral correspondientes a los ejercicios terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018	F-11	F-19	F-25
Balances Generales Consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019	F-12	F-20	F-26
Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018	F-14	F-22	F-28
Estados Consolidados de Cambios de Capital Contable correspondientes a los ejercicios terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018	F-16	F-23	N/A
Estado de Cambios en el capital contable correspondientes a los ejercicios terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018	N/A	N/A	F-29
<b>Notas a Estados Financieros Consolidados</b>			
Nota 1. Políticas Contables Significativas y Otros Datos Financieros			F-30
Nota 2. Nuevas Normas Contables			F-54
Nota 3. Ingresos			F-56
Nota 4. Asuntos Reglamentarios			F-62
Nota 5. Adquisiciones, desinversiones y operaciones discontinuas			F-66
Nota 6. Inversiones en Entidades no consolidadas			F-71
Nota 7. Deuda y Crédito			F-77
Nota 8. Impuestos sobre la Renta			F-83
Nota 9. Planes de prestaciones para Empleados			F-91
Nota 10. Compensación basada en acciones			F-107
Nota 11. Instrumentos Financieros Derivados			F-111
Nota 12. Mediciones de valor razonable			F-117
Nota 13. Acciones preferentes			F-125
Nota 14. Sempra Energy — capital contable y utilidades por acciones ordinarias			F-129
Nota 15. Estación Generadora Nuclear San Onofre			F-131
Nota 16. Compromisos y Contingencias			F-134
Nota 17. Segmento Información			F-150
Nota 18. Datos Financieros Trimestrales (Sin auditar)			F-154



## **INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA**

**A los accionistas y Consejo de Administración de Semptra Energy:**

### **Opinión sobre los Estados Financieros**

Hemos auditado los balances generales consolidados que se acompaña de Semptra Energy y sus subsidiarias ("Semptra Energy") al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los estados consolidados que corresponden de resultados, utilidad (pérdida) integral, los cambios en el capital contable, y los flujos de efectivo para cada uno de los tres años del periodo terminado 31 de diciembre de 2020, las notas relacionadas, y el anexo que se enumeran en la partida 15 (denominados colectivamente los "estados financieros"). En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de Semptra Energy al 31 de diciembre de 2020 y 2019, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo para cada uno de los tres años del periodo terminado el 31 de diciembre de 2020, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("U.S. GAAP" por sus siglas en inglés).

De igual forma hemos auditado, de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión de la Contaduría de Compañías Públicas (Estados Unidos) (el "PCAOB" por sus siglas en inglés), el control interno de Semptra Energy sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2020, con base en criterios establecidos en el *Control Interno — Marco Integrado (2013)* emitido por el Comité de Organizaciones patrocinadoras de la Comisión de la Treadway, y nuestro informe de fecha 25 de febrero de 2021, expresó una opinión sin salvedades sobre el control interno de Semptra Energy sobre la información financiera.

### **Fundamentos de la opinión**

Estos estados financieros son responsabilidad de la administración de Semptra Energy. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros de Semptra Energy con base en nuestras auditorías. Somos una firma de contadores públicos independientes registrada ante el PCAOB y debemos ser independientes con respecto a Semptra Energy de acuerdo con las leyes federales de valores de Estados Unidos y las reglas y reglamentos aplicables de la Comisión de Valores y Bolsa y el PCAOB.

Realizamos nuestras auditorías conforme a los lineamientos del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros están libres de errores materiales, debido a error o fraude. Nuestras auditorías incluyeron realizar procedimientos para evaluar los riesgos de errores materiales en los estados financieros, debido a error o fraude, y llevar a cabo procedimientos que respondan a esos riesgos. Dichos procedimientos incluyeron examinar, sobre una base selectiva, la evidencia en relación con las cifras y revelaciones en los estados financieros. Nuestras auditorías también incluyeron evaluar los principios contables utilizados y las estimaciones significativas realizadas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para nuestra opinión.

### **Asuntos críticos de auditoría**

Los asuntos críticos de auditoría que se informan a continuación son asuntos que surgen de la auditoría de los estados financieros del periodo en curso se comunicaron o debieron comunicarse al comité de auditoría y que (1) se relacionen con cuentas o revelaciones materiales para los estados financieros y (2) integra nuestros juicios especialmente retados, subjetivos o complejos. La comunicación de asuntos críticos de auditoría no altera de ninguna forma nuestra opinión sobre los estados financieros, que se consideran en su conjunto, y al comunicar los asuntos críticos de auditoría que se muestran a continuación no ofrecemos opiniones separadas sobre los asuntos críticos de auditoría, o sobre las cuentas o información a las que se refieren.

### ***Seguro por Cobrar y Contingencias jurídicas relacionadas con Aliso Canyon – Véase la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados***

#### ***Descripción del asunto crítico de auditoría***

Semptra Energy cuenta con un seguro por cobrar de \$445 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 relacionado con ciertos costos derivados de la fuga de gas de la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon. Semptra Energy ha determinado que el seguro por cobrar es probable que se recupere con base en la naturaleza de los reclamos de seguro, los costos incurridos y la cobertura proporcionada por las pólizas de seguro aplicables.

Adicionalmente, Sempra Energy aparece en varias demandas relacionadas con la fuga de gas y los pasivos podrían ser significativos. La estimación de Sempra Energy para asuntos de litigio civil de Sempra Energy que se relacionan con la fuga de gas, incluidos los costos legales estimados, se incluye dentro de su reserva de \$451 millones de dólares para costos del Aliso Canyon al 31 de diciembre de 2020.

Identificamos la recuperabilidad del seguro por cobrar como un asunto crítico de auditoría debido a los juicios de la administración requeridos para evaluar si, y en qué grado, la cobertura que proporcionan las pólizas de seguro aplicables cubriría los tipos de costos incluidos en las reclamaciones de seguros presentadas. También, identificamos el devengo del pasivo contingente que se relaciona con el litigio civil como un asunto crítico de auditoría debido al criterio de la administración requeridos para evaluar la probabilidad y estimación razonable del pasivo potencial relacionada con el litigio civil. La auditoría de la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar y el devengo del pasivo contingente relacionada con el litigio civil requirió juicio subjetivo del auditor y amplio esfuerzo de auditoría.

#### *Procedimiento para abordar el asunto crítico de la auditoría*

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar por los costos relacionados con la fuga de gas de la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon incluyeron los siguientes, entre otros:

- Comprobamos la eficacia de los controles internos de la administración sobre los costos incluidos en el seguro por cobrar relacionado y la evaluación de recuperar este seguro por cobrar.
- Con la colaboración de un especialista en seguros, evaluamos los juicios de la administración que se relacionan con la determinación de la recuperabilidad del seguro por cobrar mediante:
  - Evaluar la cobertura que ofrecen las pólizas de seguro aplicables y la evaluación de la cobertura potencial disponible conforme a dichas pólizas con base en la naturaleza de los costos subyacentes.
  - Evaluar la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar mediante la obtención de correspondencia entre Sempra Energy y las aseguradoras aplicables.
  - Evaluar la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar a través de indagaciones a la administración y mediante el asesor legal externa de Sempra Energy y evaluamos si la información proporcionada era congruente con nuestros otros procedimientos.
  - Buscar fuentes externas y considerar cualquier prueba contradictoria a la evaluación contable de Sempra Energy sobre la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar.

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con asuntos de litigio civil incluyeron los siguientes, entre otros:

- Comprobamos la eficacia de los controles internos de la administración sobre (1) la determinación de Sempra Energy de si una pérdida era probable y razonablemente estimable y (2) las revelaciones de los estados financieros relacionadas con la fuga de gas.
- Evaluamos los criterios de la administración en relación con: (1) si una pérdida era probable y razonablemente estimable y (2) si las pérdidas adicionales son razonablemente posibles al indagar a la administración y al asesor legal de Sempra Energy respecto a los montos de pérdidas probables y razonablemente estimables.
- Estudiamos una oferta de liquidación e información externa para cualquier evidencia que pudiera contradecir las aseveraciones de la administración.
- Analizamos cartas legales de los asesores legales externos e internos de Sempra Energy respecto a la información procedente de pláticas sobre liquidación y evaluamos si la información en el mismo era congruente con la información obtenida en nuestros trámites.
- Evaluamos si las revelaciones de Sempra Energy eran apropiadas y congruentes con la información obtenida en nuestros procedimientos.



## **Contabilidad Regulatoria - Impacto de Reglamento de Tarifas en los Estados Financieros – Véase la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados**

### **Descripción del asunto crítico de auditoría**

Sempre Energy está sujeta a la reglamentación de tarifas por parte de los órganos normativos y comisiones en varias jurisdicciones (colectivamente, las "Comisiones") que tienen jurisdicción respecto a las tarifas de las empresas de transmisión y distribución de electricidad y gas en esas jurisdicciones. La dirección general ha determinado que cumple con los requisitos de U.S. GAAP para elaborar sus estados financieros al aplicar las reglas especializadas para dar cuenta de los efectos de la reglamentación de tarifas basada en costos. El hecho de explicar la rentabilidad de la reglamentación de tarifas impacta múltiples partidas y divulgaciones de los estados financieros, tales como propiedad, planta y equipo; activos y pasivos reglamentarios; ingresos de operaciones; gastos de operación y mantenimiento; gastos de depreciación; e impuestos.

Identificamos el impacto del reglamento de tarifas como un asunto crítico de auditoría debido a los criterios significativos realizados por la administración para sustentar sus aseveraciones sobre saldos de cuentas que tuvieron un impacto y revelaciones y el alto grado de subjetividad que implica evaluar el impacto de futuras órdenes reglamentarias en los estados financieros. Los criterios de la administración incluyen evaluar la probabilidad de (1) la recuperación en tarifas futuras de costos incurridos y (2) reembolsos potenciales a los clientes. La auditoría de estos juicios requirió conocimientos especializados en contabilidad para el reglamento de tarifas y el proceso de fijación de tarifas debido a sus complejidades inherentes.

### **Procedimiento para abordar el asunto crítico de la auditoría**

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la aplicación de normas especializadas para dar cuenta de los efectos del reglamento de tarifas basadas en costos y la incertidumbre de futuras decisiones por parte de las Comisiones, incluyeron, entre otros, los siguientes:

- Evaluamos la eficacia de los controles de la administración sobre la evaluación de la probabilidad de (1) la recuperación en tarifas futuras de costos diferidos como activos reglamentarios, y (2) un reembolso o una reducción futura de las tasas que deben enterarse como pasivos reglamentarios. Examinamos la eficacia de los controles de la administración sobre el reconocimiento inicial de los montos como activos o pasivos reglamentarios y el seguimiento y evaluación de los desarrollos reglamentarios que puedan afectar la probabilidad de recuperar costos en tasas futuras o de una futura reducción de las tarifas.
- Analizamos las órdenes reglamentarias pertinentes emitidas por las Comisiones para Sempre Energy y demás información disponible públicamente para evaluar la probabilidad de recuperación en tarifas futuras o de una futura reducción de las tarifas con base en precedentes del tratamiento que las Comisiones dan a costos similares en circunstancias similares. Se evaluó la información externa y se comparó con los saldos de activos y pasivos reglamentarios registrados de la administración para su integración.
- Evaluamos las revelaciones de Sempre Energy relacionadas con los impactos del reglamento de tarifas, incluidos los saldos registrados y desarrollos reglamentarios.

**[firma electrónica: /s/ DELOITTE & TOUCHE LLP**

San Diego, California  
25 de febrero de 2021

Hemos colaborado como auditores de Sempre Energy desde 1935.





## **INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA**

*A los accionistas y al Consejo de Administración de San Diego Gas & Electric Company:*

### **Opinión sobre los Estados Financieros**

Hemos auditado los balances generales consolidados que se acompaña de San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E") al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los estados consolidados que corresponden de resultados, utilidad (pérdida) integral, los cambios en el patrimonio, y los flujos de efectivo para cada uno de los tres años del periodo terminado el 31 de diciembre de 2020, y las notas relacionadas (denominadas colectivamente como los "estados financieros"). En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de SDG&E al 31 de diciembre de 2020 y 2019, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo para cada uno de los tres años del periodo terminado el 31 de diciembre de 2020, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("U.S. GAAP" por sus siglas en inglés).

De igual forma hemos auditado, de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión de la Contaduría de Compañías Públicas (Estados Unidos) (el "PCAOB" por sus siglas en inglés), el control interno de SDG&E sobre la presentación de informes financieros al 31 de diciembre de 2020, con base en criterios establecidos en el *Control Interno — Marco Integrado (2013)* emitido por el Comité de Organizaciones patrocinadoras de la Comisión de la Treadway, y nuestro informe de fecha 25 de febrero de 2021, expresó una opinión sin salvedades sobre el control interno de SDG&E sobre la información financiera.

### **Fundamentos de la opinión**

Estos estados financieros son responsabilidad de la administración de SDG&E. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros de SDG&E con base en nuestras auditorías. Somos una firma de contadores públicos independientes registrada ante el PCAOB y debemos ser independientes con respecto a SDG&E de acuerdo con las leyes federales de valores de Estados Unidos y las reglas y reglamentos aplicables de la Comisión de Valores y Bolsa y el PCAOB.

Realizamos nuestras auditorías conforme a los lineamientos del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros están libres de errores materiales, debido a error o fraude. Nuestras auditorías incluyeron realizar procedimientos para evaluar los riesgos de errores materiales en los estados financieros, debido a error o fraude, y llevar a cabo procedimientos que respondan a esos riesgos. Dichos procedimientos incluyeron examinar, sobre una base selectiva, la evidencia en relación con las cifras y revelaciones en los estados financieros. Nuestras auditorías también incluyeron evaluar los principios contables utilizados y las estimaciones significativas realizadas por la administración general, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para nuestra opinión.

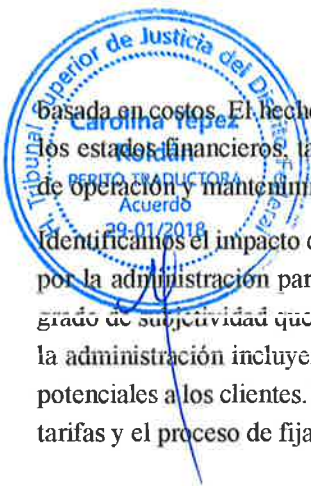
### **Asunto crítico de auditoría**

Los asuntos críticos de auditoría que se informan a continuación son asuntos que surgen de la auditoría de los estados financieros del periodo en curso se comunicaron o debieron comunicarse al comité de auditoría y que (1) se relacionen con cuentas o revelaciones materiales para los estados financieros y (2) integra nuestros juicios especialmente retados, subjetivos o complejos. La comunicación de asuntos críticos de auditoría no altera de ninguna forma nuestra opinión sobre los estados financieros, que se consideran en su conjunto, y al comunicar los asuntos críticos de auditoría que se muestran a continuación no ofrecemos opiniones separadas sobre los asuntos críticos de auditoría, o sobre las cuentas o información a las que se refieren.

### **Contabilidad Regulatoria - Impacto de Reglamento de Tarifas en los Estados Financieros – Véase la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados**

#### **Descripción del asunto crítico de auditoría**

SDG&E está sujeta a la reglamentación de tarifas por parte de los órganos normativos y comisiones en varias jurisdicciones (colectivamente, las "Comisiones") que tienen jurisdicción respecto a las tarifas de las empresas de transmisión y distribución de electricidad y gas en esas jurisdicciones. La dirección general ha determinado que cumple con los requisitos de U.S. GAAP para elaborar sus estados financieros al aplicar las reglas especializadas para dar cuenta de los efectos de la reglamentación de tarifas



basada en costos. El hecho de explicar la rentabilidad de la reglamentación de tarifas impacta múltiples partidas y divulgaciones de los estados financieros, tales como propiedad, planta y equipo; activos y pasivos reglamentarios; ingresos de operaciones; gastos de operación y mantenimiento; gastos de depreciación; e impuestos.

Identificamos el impacto del reglamento de tarifas como un asunto crítico de auditoría debido a los criterios significativos realizados por la administración para sustentar sus aseveraciones sobre saldos de cuentas que tuvieron un impacto y revelaciones y el alto grado de subjetividad que implica evaluar el impacto de futuras órdenes reglamentarias en los estados financieros. Los criterios de la administración incluyen evaluar la probabilidad de (1) la recuperación en tarifas futuras de costos incurridos y (2) reembolsos potenciales a los clientes. La auditoría de estos juicios requirió conocimientos especializados en contabilidad para el reglamento de tarifas y el proceso de fijación de tarifas debido a sus complejidades inherentes.

#### *Procedimiento para abordar el asunto crítico de la auditoría*

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la aplicación de normas especializadas para dar cuenta de los efectos del reglamento de tarifas basadas en costos y la incertidumbre de futuras decisiones por parte de las Comisiones, incluyeron, entre otros, los siguientes:

- Evaluamos la eficacia de los controles de la administración sobre la evaluación de la probabilidad de (1) la recuperación en tarifas futuras de costos diferidos como activos reglamentarios, y (2) un reembolso o una reducción futura de las tasas que deben enterarse como pasivos reglamentarios. Examinamos la eficacia de los controles de la administración sobre el reconocimiento inicial de los montos como activos o pasivos reglamentarios y el seguimiento y evaluación de los desarrollos reglamentarios que puedan afectar la probabilidad de recuperar costos en tasas futuras o de una futura reducción de las tarifas.
- Analizamos las órdenes reglamentarias pertinentes emitidas por las Comisiones para SDG&E y demás información disponible públicamente para evaluar la probabilidad de recuperación en tarifas futuras o de una futura reducción de las tarifas con base en precedentes del tratamiento que las Comisiones dan a costos similares en circunstancias similares. Se evaluó la información externa y se comparó con los saldos de activos y pasivos reglamentarios registrados de la administración para su integración.
- Evaluamos las revelaciones de SDG&E relacionadas con los impactos del reglamento de tarifas, incluidos los saldos registrados y desarrollos reglamentarios.

*[firma electrónica: /s/ DELOITTE & TOUCHE LLP*

San Diego, California

25 de febrero de 2021

Hemos colaborado como auditores de SDG&E desde 1935.



## **INFORME LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA**

*A los accionistas y al Consejo de Administración de Southern California Gas Company:*

### **Opinión sobre los Estados Financieros**

Hemos auditado los balances generales consolidados que se acompañan de Southern California Gas Company ("SoCalGas") al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los estados consolidados que corresponden de resultados, utilidad (pérdida) integral, los cambios en el capital contable, y los flujos de efectivo para cada uno de los tres años del periodo terminado el 31 de diciembre de 2020, y las notas relacionadas (denominadas colectivamente como los "estados financieros"). En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de SoCalGas al 31 de diciembre de 2020 y 2019, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo para cada uno de los tres años del periodo terminado el 31 de diciembre de 2020, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("U.S. GAAP" por sus siglas en inglés).

De igual forma hemos auditado, de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión de la Contaduría de Compañías Públicas (Estados Unidos) (el "PCAOB" por sus siglas en inglés), el control interno de SoCalGas sobre la presentación de informes financieros al 31 de diciembre de 2020, con base en criterios establecidos en el *Control Interno — Marco Integrado (2013)* emitido por el Comité de Organizaciones patrocinadoras de la Comisión de la Treadway, y nuestro informe de fecha 25 de febrero de 2021, expresó una opinión sin salvedades sobre el control interno de SoCalGas sobre la información financiera.

### **Fundamentos de la opinión**

Estos estados financieros son responsabilidad de la administración de SoCalGas. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros de SoCalGas con base en nuestras auditorías. Somos una firma de contadores públicos independientes registrada ante el PCAOB y debemos ser independientes con respecto a SoCalGas de acuerdo con las leyes federales de valores de Estados Unidos y las reglas y reglamentos aplicables de la Comisión de Valores y Bolsa y el PCAOB.

Realizamos nuestras auditorías conforme a los lineamientos del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros están libres de errores materiales, debido a error o fraude. Nuestras auditorías incluyeron realizar procedimientos para evaluar los riesgos de errores materiales en los estados financieros, debido a error o fraude, y llevar a cabo procedimientos que respondan a esos riesgos. Dichos procedimientos incluyeron examinar, sobre una base selectiva, la evidencia en relación con las cifras y revelaciones en los estados financieros. Nuestras auditorías también incluyeron evaluar los principios contables utilizados y las estimaciones significativas realizadas por la administración general, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para nuestra opinión.

### **Asuntos críticos de auditoría**

Los asuntos críticos de auditoría que se informan a continuación son asuntos que surgen de la auditoría de los estados financieros del periodo en curso se comunicaron o debieron comunicarse al comité de auditoría y que (1) se relacionen con cuentas o revelaciones materiales para los estados financieros y (2) integran nuestros juicios especialmente retados, subjetivo o complejo. La comunicación de asuntos críticos de auditoría no altera de ninguna forma nuestra opinión sobre los estados financieros, que se consideran en su conjunto, y al comunicar los asuntos críticos de auditoría que se muestran a continuación no ofrecemos opiniones separadas sobre los asuntos críticos de auditoría, o sobre las cuentas o información a las que se refieren.

***Seguro por Cobrar y Contingencias jurídicas relacionadas con Aliso Canyon – Véase la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados***





#### *Descripción del asunto crítico de auditoría*

SoCalGas cuenta con un seguro por cobrar de \$445 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 relacionado con ciertos costos derivados de la fuga de gas de la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon. SoCalGas ha determinado que el seguro por cobrar es probable que se recupere con base en la naturaleza de los reclamos de seguro, los costos incurridos y la cobertura proporcionada por las pólizas de seguro aplicables.

Adicionalmente, SoCalGas aparece en varias demandas relacionadas con la fuga de gas y los pasivos podrían ser significativos. La estimación de SoCalGas para asuntos de litigio civil de SoCalGas que se relacionan con la fuga de gas, incluidos los costos legales estimados, se incluye dentro de su reserva de \$451 millones de dólares para costos del Aliso Canyon al 31 de diciembre de 2020.

Identificamos la recuperabilidad del seguro por cobrar como un asunto crítico de auditoría debido a los juicios de la administración requeridos para evaluar si, y en qué grado, la cobertura que proporcionan las pólizas de seguro aplicables cubriría los tipos de costos incluidos en las reclamaciones de seguros presentadas. También, identificamos el devengo del pasivo contingente que se relaciona con el litigio civil como un asunto crítico de auditoría debido al criterio de la administración requeridos para evaluar la probabilidad y estimación razonable del pasivo potencial relacionada con el litigio civil. La auditoría de la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar y el devengo del pasivo contingente relacionada con el litigio civil requirió juicio subjetivo del auditor y amplio esfuerzo de auditoría.

#### *Procedimiento para abordar el asunto crítico de la auditoría*

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar por los costos relacionados con la fuga de gas de la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon incluyeron los siguientes, entre otros:

- Comprobamos la eficacia de los controles internos de la administración sobre los costos incluidos en el seguro por cobrar relacionado y la evaluación de recuperar este seguro por cobrar.
- Con la colaboración de un especialista en seguros, evaluamos los juicios de la administración que se relacionan con la determinación de la recuperabilidad del seguro por cobrar mediante:
  - Evaluar la cobertura que ofrecen las pólizas de seguro aplicables y la evaluación de la cobertura potencial disponible conforme a dichas pólizas con base en la naturaleza de los costos subyacentes.
  - Evaluar la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar mediante la obtención de correspondencia entre SoCalGas y las aseguradoras aplicables.
  - Evaluar la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar a través de indagaciones a la administración y mediante el asesor legal externa de SoCalGas y evaluamos si la información proporcionada era congruente con nuestros otros procedimientos.
  - Buscar fuentes externas y considerar cualquier prueba contradictoria a la evaluación contable de SoCalGas sobre la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar.

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con asuntos de litigio civil incluyeron los siguientes, entre otros:

- Comprobamos la eficacia de los controles internos de la administración sobre (1) la determinación de SoCalGas de si una pérdida era probable y razonablemente estimable y (2) las revelaciones de los estados financieros relacionadas con la fuga de gas.
- Evaluamos los criterios de la administración en relación con: (1) si una pérdida era probable y razonablemente estimable y (2) si las pérdidas adicionales son razonablemente posibles al indagar a la administración y al asesor legal de SoCalGas respecto a los montos de pérdidas probables y razonablemente estimables.
- Estudiamos una oferta de liquidación e información externa para cualquier evidencia que pudiera contradecir las aseveraciones de la administración.
- Analizamos cartas legales de los asesores legales externos e internos de SoCalGas respecto a la información procedente de pláticas sobre liquidación y evaluamos si la información en el mismo era congruente con la información obtenida en nuestros trámites.
- Evaluamos si las revelaciones de SoCalGas eran apropiadas y congruentes con la información obtenida en nuestros procedimientos.



**Contabilidad Regulatoria - Impacto de Reglamento de Tarifas en los Estados Financieros – Véase la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados**

**Descripción del asunto crítico de auditoría**

SoCalGas está sujeta a la reglamentación de tarifas por parte de los órganos normativos y comisiones en varias jurisdicciones (colectivamente, las “Comisiones”) que tienen jurisdicción respecto a las tarifas de las empresas de transmisión y distribución de electricidad y gas en esas jurisdicciones. La dirección general ha determinado que cumple con los requisitos de U.S. GAAP para elaborar sus estados financieros al aplicar las reglas especializadas para dar cuenta de los efectos de la reglamentación de tarifas basada en costos. El hecho de explicar la rentabilidad de la reglamentación de tarifas impacta múltiples partidas y divulgaciones de los estados financieros, tales como propiedad, planta y equipo; activos y pasivos reglamentarios; ingresos de operaciones; gastos de operación y mantenimiento; gastos de depreciación; e impuestos.

Identificamos el impacto del reglamento de tarifas como un asunto crítico de auditoría debido a los criterios significativos realizados por la administración para sustentar sus aseveraciones sobre saldos de cuentas que tuvieron un impacto y revelaciones y el alto grado de subjetividad que implica evaluar el impacto de futuras órdenes reglamentarias en los estados financieros. Los criterios de la administración incluyen evaluar la probabilidad de (1) la recuperación en tarifas futuras de costos incurridos y (2) reembolsos potenciales a los clientes. La auditoría de estos juicios requirió conocimientos especializados en contabilidad para el reglamento de tarifas y el proceso de fijación de tarifas debido a sus complejidades inherentes.

**Procedimiento para abordar el asunto crítico de la auditoría**

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la aplicación de normas especializadas para dar cuenta de los efectos del reglamento de tarifas basadas en costos y la incertidumbre de futuras decisiones por parte de las Comisiones, incluyeron, entre otros, los siguientes:

- Evaluamos la eficacia de los controles de la administración sobre la evaluación de la probabilidad de (1) la recuperación en tarifas futuras de costos diferidos como activos reglamentarios, y (2) un reembolso o una reducción futura de las tasas que deben enterarse como pasivos reglamentarios. Examinamos la eficacia de los controles de la administración sobre el reconocimiento inicial de los montos como activos o pasivos reglamentarios y el seguimiento y evaluación de los desarrollos reglamentarios que puedan afectar la probabilidad de recuperar costos en tasas futuras o de una futura reducción de las tarifas.
- Analizamos las órdenes reglamentarias pertinentes emitidas por las Comisiones para SoCalGas y demás información disponible públicamente para evaluar la probabilidad de recuperación en tarifas futuras o de una futura reducción de las tarifas con base en precedentes del tratamiento que las Comisiones dan a costos similares en circunstancias similares. Se evaluó la información externa y se comparó con los saldos de activos y pasivos reglamentarios registrados de la administración para su integración.

Evaluamos las revelaciones de SoCalGas relacionadas con los impactos del reglamento de tarifas, incluidos los saldos registrados y desarrollos reglamentarios.

**[firma electrónica: /s/ DELOITTE & TOUCHE LLP**

San Diego, California

25 de febrero de 2021

Hemos colaborado como auditores de SoCalGas desde 1937.



MEMBRO ENERGÍA

## ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS

(En millones de dólares, salvo por montos de acciones; acciones en miles)

	Ejercicios terminados al 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>INGRESOS</b>			
Servicios públicos	\$ 10,025	\$ 9,448	\$ 8,539
Negocios relacionados con la energía	1,345	1,381	1,563
Ingresos totales	11,370	10,829	10,102
<b>GASTOS Y OTRA UTILIDAD</b>			
Servicios públicos			
Costo del gas natural	(925)	(1,139)	(1,208)
Costo del combustible eléctrico y energía comprada	(1,187)	(1,188)	(1,358)
Costos de ventas de negocios relacionados con la energía	(276)	(344)	(357)
Operación y mantenimiento	(3,940)	(3,466)	(3,150)
Litigio de Aliso Canyon y asuntos reglamentarios	(307)	—	—
Depreciación y amortización	(1,666)	(1,569)	(1,491)
Comisiones por franquicia y otros impuestos	(543)	(496)	(472)
Pérdidas por deterioro	(1)	(43)	(1,122)
(Pérdida) ganancias por la venta de activos	(3)	63	513
Otra utilidad (gasto), neta	(48)	77	58
Utilidad por intereses	96	87	85
Gasto por intereses	(1,081)	(1,077)	(886)
Utilidad de operaciones continuas antes impuestos por utilidad y ganancias de capital	1,489	1,734	714
Beneficios (gastos) por impuestos	(249)	(315)	49
Ganancias de capital	1,015	580	175
Utilidad de operaciones continuas, neto de impuestos	2,255	1,999	938
Utilidad por operaciones discontinuadas, neto de impuestos	1,850	363	188
Utilidad neta	4,105	2,362	1,126
Ingresos atribuibles a participaciones no controladoras	(172)	(164)	(76)
Dividendos preferentes	(168)	(142)	(125)
Dividendos preferentes de subsidiarias	(1)	(1)	(1)
Ingresos atribuibles a acciones comunes	\$ 3,764	\$ 2,055	\$ 924
<b>Utilidades por Acción (por sus siglas en inglés, EPS) Básica:</b>			
Utilidades por operaciones continuas	\$ 6.61	\$ 6.22	\$ 2.86
Utilidades por operaciones discontinuas	\$ 6.32	\$ 1.18	\$ 0.59
Utilidades	\$ 12.93	\$ 7.40	\$ 3.45
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	291,077	277,904	268,072
<b>Utilidad por acción diluida:</b>			
Utilidades por operaciones continuas	\$ 6.58	\$ 6.13	\$ 2.84
Utilidades por operaciones discontinuas	\$ 6.30	\$ 1.16	\$ 0.58
Utilidades	\$ 12.88	\$ 7.29	\$ 3.42
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	292,252	282,033	269,852

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.



**SEMPRA ENERGY**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL**

(En millones de dólares)

Acuerdo  
29-01/2018

Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

**Capital contable de Sempra Energy**

	Monto antes de impuestos	Beneficios (gastos) de Impuestos	Neto del monto de impuesto	Participación no controladora (después de impuestos)	Total
<b>2020:</b>					
Utilidad neta	\$ 5,368	\$ (1,435)	\$ 3,933	\$ 172	\$ 4,105
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipos de cambio	547	—	547	(12)	535
Instrumentos financieros	(146)	33	(113)	(12)	(125)
Beneficios de pensiones y otros beneficios de retiro	11	1	12	—	12
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	412	34	446	(24)	422
Utilidad integral	5,780	(1,401)	4,379	148	4,527
Dividendos preferentes de subsidiarias	(1)	—	(1)	—	(1)
Utilidad integral después de dividendos preferentes de subsidiarias	\$ 5,779	\$ (1,401)	\$ 4,378	\$ 148	\$ 4,526
<b>2019:</b>					
Utilidad neta	\$ 2,585	\$ (387)	\$ 2,198	\$ 164	\$ 2,362
Otro utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipos de cambio	(43)	—	(43)	3	(40)
Instrumentos financieros	(161)	53	(108)	(10)	(118)
Beneficios de pensiones y otros beneficios de retiro	25	(7)	18	—	18
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	(179)	46	(133)	(7)	(140)
Utilidad integral	2,406	(341)	2,065	157	2,222
Dividendos preferentes de subsidiarias	(1)	—	(1)	—	(1)
Utilidad integral después de dividendos preferentes de subsidiarias	\$ 2,405	\$ (341)	\$ 2,064	\$ 157	\$ 2,221
<b>2018:</b>					
Utilidad neta	\$ 1,146	\$ (96)	\$ 1,050	\$ 76	\$ 1,126
Otro utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipos de cambio	(144)	—	(144)	(11)	(155)
Instrumentos financieros	64	(21)	43	13	56
Beneficios de pensiones y otros beneficios de retiro	(38)	4	(34)	—	(34)
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	(118)	(17)	(135)	2	(133)
Utilidad integral	1,028	(113)	915	78	993
Dividendos preferentes de subsidiarias	(1)	—	(1)	—	(1)
Utilidad integral después de dividendos preferentes de subsidiarias	\$ 1,027	\$ (113)	\$ 914	\$ 78	\$ 992

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.



**SEMPRA ENERGY**  
**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS**

(En millones de dólares)

29-01/2018

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>ACTIVOS</b>		
<b>Activo circulante:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 960	\$ 108
Efectivo restringido	22	31
Cuentas por cobrar - intermediación, neto	1,578	1,261
Cuentas por cobrar - otros, neto	403	455
Deudas por afiliadas no consolidadas	20	32
Impuestos por cobrar	113	112
Inventarios	308	277
Activos reglamentarios	190	222
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	553	72
Activos mantenidos para su venta en operaciones descontinuadas	—	445
Otros activos circulantes	364	324
<b>Total de activos circulantes</b>	<b>4,511</b>	<b>3,339</b>
<b>Otros activos:</b>		
Efectivo restringido	3	3
Deudas por afiliadas no consolidadas	780	742
Activos reglamentarios	1,822	1,930
Fideicomisos de limpieza nuclear	1,019	1,082
Inversión en Oncor Holdings	12,440	11,519
Otras inversiones	1,388	2,103
Crédito mercantil	1,602	1,602
Otros activos intangibles	202	213
Activos destinados al apoyo de ciertos planes de beneficios	512	488
Cuentas por cobrar de seguros por los costos de Aliso Canyon	445	339
Impuestos diferidos	136	155
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	101	470
Activos con derecho de uso — arrendamientos operativos	543	591
Fondo contra Incendios Forestales	363	392
Activos mantenidos para su venta en operaciones descontinuadas	—	3,513
Otros activos de largo plazo	753	732
<b>Total de otros activos</b>	<b>22,109</b>	<b>25,874</b>
<b>Propiedad, planta y equipo:</b>		
Propiedad, planta y equipo:	53,928	49,329
Menos depreciación y amortización acumulada	(13,925)	(12,877)
<b>Propiedad, planta y equipo, neto</b>	<b>40,003</b>	<b>36,452</b>
<b>Activos totales</b>	<b>\$ 66,623</b>	<b>\$ 65,665</b>

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.





**SEMPRA ENERGY**  
**BALANES GENERALES CONSOLIDADOS (CONTINUA)**

(En millones de dólares)

Acuerdo  
29-01-2018

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>PASIVO Y CAPITAL</b>		
<b>Pasivo circulante:</b>		
Deuda a corto plazo	\$ 885	\$ 3,505
Cuentas por pagar – intermediación	1,359	1,234
Cuentas por pagar — otros	154	179
Deudas a afiliadas no consolidadas	45	5
Dividendos e intereses por pagar	551	515
Compensación acumulada y beneficios	446	476
Pasivos reglamentarios	140	319
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamiento financiero	1,540	1,526
Reservas para los costos de Aliso Canyon	150	9
Obligaciones de gases de efecto invernadero	553	72
Pasivos mantenidos para venta en operaciones descontinuadas	—	444
Otros Pasivo circulante	1,016	866
<b>Total del pasivo circulante</b>	<b>6,839</b>	<b>9,150</b>
<b>Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros</b>	<b>21,781</b>	<b>20,785</b>
<b>Créditos diferidos y otros pasivos:</b>		
Deuda a afiliadas no consolidadas	234	195
Obligaciones de pensiones y otros planes de beneficios posteriores al retiro, neto de activos de planes	1,059	1,067
Impuestos diferidos	2,871	2,577
Pasivos reglamentarios	3,372	3,741
Reserva para Costos del Aliso Canyon	301	7
Obligaciones de retiro de activos	3,113	2,923
Obligaciones de gases de efecto invernadero	—	301
Pasivos mantenidos para venta por operaciones descontinuada	—	1,052
Créditos diferidos y otros	2,119	2,062
<b>Total de créditos diferidos y otros pasivos</b>	<b>13,069</b>	<b>13,925</b>
<b>Compromisos y contingencias (Nota 16)</b>		
<b>Capital:</b>		
<b>Acciones preferentes (50 millones de acciones autorizadas):</b>		
Acciones preferentes de conversión obligatoria, serie A (17.25 millones de acciones en circulación)	1,693	1,693
Acciones preferentes de conversión obligatoria, serie B (5.75 millones de acciones en circulación)	565	565
Acciones preferentes, serie C (0.9 millones de acciones en circulación)	889	—
Acciones ordinarias (750 millones de acciones autorizadas; 288 millones y 292 millones de acciones en circulación al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente; sin valor nominal)	7,053	7,480
Utilidades retenidas	13,673	11,130
Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	(500)	(939)
<b>Total del capital contable de Sempra Energy</b>	<b>23,373</b>	<b>19,929</b>
Acciones preferentes de subsidiarias	20	20
<b>Otras participaciones no controladoras</b>	<b>1,541</b>	<b>1,856</b>
<b>Capital total</b>	<b>24,934</b>	<b>21,805</b>
<b>Pasivos y capital total</b>	<b>\$ 66,623</b>	<b>\$ 65,665</b>

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.



**SE UPPA ENERGY**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO**

(En millones de dólares)

Acuerdo  
29-01/2018

Ejercicios terminados al 31 de diciembre

2020 2019 2018

**FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS**

Utilidad neta	\$ 4,105	\$ 2,362	\$ 1,126
Menos: Utilidad de operaciones descontinuadas, neto de impuestos	(1,850)	(363)	(188)
Utilidad de operaciones continuas, neta de impuestos	2,255	1,999	938
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo neto de operaciones continuas:			
Depreciación y amortización	1,666	1,569	1,491
Impuestos diferidos y créditos fiscales por inversiones	159	189	(242)
Pérdidas por deterioro	1	43	1,122
Pérdida (ganancia) por venta de activos	3	(63)	(513)
Ganancias de capital	(1,015)	(580)	(175)
Ganancia (pérdida) por conversaciones cambiarias, neto	25	(21)	6
Gastos de compensación con acciones	71	75	83
Otros	132	47	106
Cambio neto en otros componentes del capital de trabajo:			
Cuentas por cobrar	(315)	(91)	(145)
Impuestos por cobrar/ pagar, netos	(94)	(166)	88
Inventarios	(35)	(22)	32
Otros activos circulantes	38	(88)	(79)
Cuentas por pagar	73	12	96
Cuentas de balanceo regulatorio	(231)	13	263
Reservas para costos de Aliso Canyon	141	(144)	56
Otro pasivo circulante	(127)	(99)	52
Actividad intercompañía con operaciones descontinuadas, neto	—	378	70
Distribuciones de inversiones	651	247	202
Cuentas por cobrar de seguros por los costos de Aliso Canyon	(106)	122	(43)
Fondo contra incendios forestales, circulante y no circulante	—	(323)	—
Reservas para costos de Aliso Canyon, no circulantes	294	—	—
Cambios en otros activos y pasivos no circulante, netos	56	(399)	(188)
Efectivo neto de operaciones continuas	3,642	2,698	3,220
Efectivo neto (utilizado en) de operaciones discontinuas	(1,051)	390	296
<b>Efectivo neto de actividades operativas</b>	<b>2,591</b>	<b>3,088</b>	<b>3,516</b>

**FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN**

Gastos por propiedad, planta y equipo	(4,676)	(3,708)	(3,544)
Gastos por inversiones y adquisiciones	(652)	(1,797)	(10,168)
Recursos de la venta de activos	19	899	1,580
Distribuciones de inversiones	761	9	10
Compras de activos de fideicomisos por desmantelamiento nuclear	(1,439)	(914)	(890)
Compra de activos de fideicomisos de limpieza nuclear	1,439	914	890
Anticipos a afiliadas no consolidadas	(92)	(16)	(95)
Pagos de anticipos a afiliadas no consolidada	7	3	3
Actividades intercompañías con operaciones descontinuadas, neto	—	8	(22)
Otros	15	21	31
Efectivo neto utilizado en operaciones continuas	(4,618)	(4,581)	(12,205)
Efectivo neto de (utilizado en) operaciones discontinuas	5,171	(12)	(265)
<b>Efectivo neto de (utilizado en) actividades de inversión</b>	<b>553</b>	<b>(4,593)</b>	<b>(12,470)</b>

Ver Notas a Estados Financieros Consolidados



**SEMPRA ENERGIA**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO (CONTINUA)**

(En millones de dólares)

Recibo  
29-01-2018

	Ejercicios terminados el 31 de		
	2020	2019	2018
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>			
Dividendos comunes pagados	(1,174)	(993)	(877)
Dividendos preferentes pagados	(157)	(142)	(89)
Emisión de acciones preferentes, netas	891	—	2,258
Emisión de acciones comunes, netas	11	1,830	2,272
Recompras de acciones comunes	(566)	(26)	(21)
Emisión de deuda (vencimientos mayores a 90 días)	6,051	4,296	8,927
Pagos de deuda (vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(5,864)	(3,667)	(3,342)
(Disminución) aumento de deuda a corto plazo, neto	(1,759)	656	(84)
Anticipos de afiliadas no consolidadas	64	155	—
Recursos de la venta de participaciones no controladoras, netas	26	5	90
Compras de participaciones no controladoras	(248)	(30)	(7)
Contribuciones de (distribuciones a) participación no controladora, netos	1	98	(26)
Actividades intercompañías con operaciones descontinuadas, netas	—	(266)	(109)
Otros	(50)	(49)	(117)
Efectivo neto (utilizado en) de operaciones continuas	(2,774)	1,867	8,875
Efectivo neto por (utilizado en) operaciones descontinuadas	401	(392)	(25)
<b>Efectivo neto (utilizado en) por actividades de financiamiento</b>	<b>(2,373)</b>	<b>1,475</b>	<b>8,850</b>
Efecto de tipo de cambio en operaciones continuas	—	—	(2)
Efecto de tipo de cambio en operaciones descontinuadas	(3)	1	(12)
Efectos tipo de cambio en efectivo, equivalente de efectivo y efectivo restringido	(3)	1	(14)
Aumento (disminución) en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, incluyendo operaciones discontinuas	768	(29)	(118)
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones, incluidas operaciones discontinuas, 1 de enero	217	246	364
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones, incluidas operaciones discontinuas, 31 de diciembre	\$ 985	\$ 217	\$ 246
<b>DIVULGACIÓN SUPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO</b>			
Pagos de intereses, netos de montos capitalizados	\$ 1,046	\$ 1,051	\$ 773
Pagos del impuesto sobre la renta, incluidas operaciones discontinuas, neto de reembolsos	1,385	360	174
<b>DIVULGACIÓN SUPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO VIRTUAL</b>			
<b>Adquisiciones:</b>			
Activos adquiridos	\$ —	\$ —	\$ 9,670
Pasivos asumidos	—	—	(102)
<b>Efectivo pagado</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 9,568</b>
Intereses devengados por cobrar de afiliadas no consolidadas	\$ —	\$ 55	\$ 62
Gastos por intereses devengados	535	515	425
Recursos devengados de papel comercial	—	67	—
Aumento en obligaciones en arrendamientos financieros por inversión en propiedad, planta y equipo	77	38	556
Incremento en ARO (obligaciones de retiro de activos) para inversión en PP&E	142	36	78
Capitalización de deuda de largo plazo por déficits mantenidos por participaciones no controladoras	22	—	—
Aportación a Cameron LNG JV	50	—	—
Contribución de Cameron LNG JV	50	—	—
Dividendos preferentes declarados, pero no pagados	47	36	36
Dividendos comunes emitidos en acciones	22	55	54
Dividendos comunes declarados, pero no pagados	301	283	245

Ver Notas a Estados Financieros Consolidados



# SEMPRA ENERGY

## ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE

(En millones de dólares)

PERITO TRADUCTORA

Acuerdo

20-01/2018

Ejercicios terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

	Acciones	Acciones	Utilidades	Otras utilidades	Capital	Participación	Total del
Balance al 31 de diciembre de 2017	\$ —	\$ 3,149	\$ 10,147	\$ (626)	\$ 12,670	\$ 2,470	\$ 15,140
Adopción de la ASU 2017-12			2	(3)	(1)		(1)
Balance ajustado al 31 de diciembre de 2017	—	3,149	10,149	(629)	12,669	2,470	15,139
<b>Utilidad neta</b>			1,050		1,050	76	1,126
<b>Otra utilidad (pérdida) integral</b>				(135)	(135)	2	(133)
Gastos de compensación con acciones		83			83		83
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie A (\$6.10/acción)			(105)		(105)		(105)
Acciones preferentes serie B (\$3.41/acción)			(20)		(20)		(20)
Acciones ordinarias (\$3.58/acción)			(969)		(969)		(969)
Dividendos preferentes de subsidiarias			(1)		(1)		(1)
Emisión de acciones preferentes serie A	1,693				1,693		1,693
Emisión de acciones preferentes de la serie B	565				565		565
Emisión de acciones comunes		2,326			2,326		2,326
Recompras de acciones comunes		(21)			(21)		(21)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						66	66
Distribuciones						(110)	(110)
Compras		(1)			(1)	(7)	(8)
Ventas, netas de costos de emisión		4			4	86	90
Adquisición						13	13
Desconsolidaciones						(486)	(486)
Balance al 31 de diciembre de 2018	2,258	5,540	10,104	(764)	17,138	2,110	19,248
Adopción de ASU 2016-02			17		17		17
Adopción de ASU 2018-02			40	(42)	(2)		(2)
Balance ajustado al 31 de diciembre de 2018	2,258	5,540	10,161	(806)	17,153	2,110	19,263
<b>Utilidad neta</b>			2,198		2,198	164	2,362
<b>Otra pérdida integral</b>				(133)	(133)	(7)	(140)
Gastos de compensación con acciones		75			75		75
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie A (\$6.00/acción)			(103)		(103)		(103)
Acciones preferentes serie B (\$6.75/acción)			(39)		(39)		(39)
Acciones ordinarias (\$3.87/acción)			(1,086)		(1,086)		(1,086)
Dividendos preferentes de subsidiarias			(1)		(1)		(1)
Emisión de acciones comunes		1,885			1,885		1,885
Recompras de acciones comunes		(26)			(26)		(26)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						175	175
Distribuciones		5			5	(103)	(98)
Compras		(3)			(3)	(27)	(30)
Venta		4			4	1	5
Adquisición						3	3
Desconsolidaciones						(440)	(440)
Balance al 31 de diciembre de 2019	2,258	7,480	11,130	(939)	19,929	1,876	21,805

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.





SEMPRA ENERGÍA

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE (CONTINUA)

(en millones de dólares)

Ejercicios terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

	Acciones preferentes	Acciones comunes	Utilidades retenidas	Otras utilidades integrales (pérdida) acumuladas	Capital contable de Sempra Energy	Participación no controladora	Capital Total
Balance al 31 de diciembre de 2019	2,258	7,480	11,130	(939)	19,929	1,876	21,805
Adopción de ASU 2016-13			(7)		(7)	(2)	(9)
Balance ajustado al 31 de diciembre de 2019	2,258	7,480	11,123	(939)	19,922	1,874	21,796
<b>Utilidad neta</b>			3,933		3,933	172	4,105
<b>Otras utilidades (pérdida) integral</b>				446	446	(24)	422
 Gastos de compensación con acciones		71			71		71
<b>Dividendos declarados:</b>							
Acciones preferentes serie A (\$6.00/acción)			(104)		(104)		(104)
Acciones preferentes serie B (\$6.75/acción)			(39)		(39)		(39)
Acciones preferentes serie C (\$27.90/acción)			(25)		(25)		(25)
Acciones comunes (\$4.18/acción)			(1,214)		(1,214)		(1,214)
Dividendos preferentes de subsidiarias			(1)		(1)		(1)
Emisión de acciones preferentes de la serie C	889				889		889
Emisión de acciones comunes		33			33		33
Recompras de acciones comunes		(566)			(566)		(566)
 <b>Actividades de participación no Contribuciones:</b>							
Aportaciones						1	1
Distribuciones						(1)	(1)
Compras		34		(7)	27	(275)	(248)
Venta		1			1	27	28
Adquisición						1	1
Capitalización de deuda de largo plazo por déficits mantenidos por participaciones no controladoras						22	22
Desconsolidación						(236)	(236)
<b>Balance al 31 de diciembre de 2020</b>	<b>\$ 3,147</b>	<b>\$ 7,053</b>	<b>\$ 13,673</b>	<b>\$ (500)</b>	<b>\$ 23,373</b>	<b>\$ 1,561</b>	<b>\$ 24,934</b>

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS**

(en millones de dólares)

PERITO TRADUCTORA

Acuerdo

29-01-2018

Ingresos de operaciones

Eléctrico

Gas natural

Total de ingresos de operaciones

Gastos de operación

Costo del combustible eléctrico y energía comprada

Costo del gas natural

Operación y mantenimiento

Depreciación y amortización

Comisiones por franquicia y otros impuestos

Total de gastos de operación

Utilidad de operación

Otros ingresos, netos

Intereses financieros

Gasto por intereses

Utilidades antes de impuestos

Gasto del impuesto

Utilidad neta

Utilidades atribuibles a participación no controladora

Utilidades atribuibles a acciones comunes

Ejercicios terminados el 31 de diciembre

2020

2019

2018

\$ 4,619 \$ 4,267 \$ 4,003

694 658 565

5,313 4,925 4,568

1,191 1,194 1,370

162 176 152

1,455 1,181 1,058

801 760 688

331 301 290

3,940 3,612 3,558

1,373 1,313 1,010

52 39 56

2 4 4

(413) (411) (221)

1,014 945 849

(190) (171) (173)

824 774 676

— (7) (7)

\$ 824 \$ 767 \$ 669

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.



**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL**

(en millones de dólares)

Acuerdo  
29-01/2018

Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

**Capital contable de SDG&E**

	Monto antes de impuestos	Beneficios (gastos) de Impuestos	Neto del monto de impuesto	Participación no controladora (después de impuestos)	Total
<b>2020:</b>					
Utilidad neta	\$ 1,014	\$ (190)	\$ 824	\$ —	\$ 824
Otro utilidad (pérdida) integral:					
Beneficios de pensiones y otros beneficios de retiro	8	(2)	6	—	6
Total de otras utilidades integrales	8	(2)	6	—	6
<b>Utilidad integral</b>	<b>\$ 1,022</b>	<b>\$ (192)</b>	<b>\$ 830</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 830</b>
<b>2019:</b>					
Utilidad neta	\$ 938	\$ (171)	\$ 767	\$ 7	\$ 774
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Instrumentos financieros	—	—	—	2	2
Beneficios de pensiones y otros beneficios de retiro	(6)	2	(4)	—	(4)
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	(6)	2	(4)	2	(2)
<b>Utilidad integral</b>	<b>\$ 932</b>	<b>\$ (169)</b>	<b>\$ 763</b>	<b>\$ 9</b>	<b>\$ 772</b>
<b>2018:</b>					
Utilidad neta	\$ 842	\$ (173)	\$ 669	\$ 7	\$ 676
Otro utilidad (pérdida) integral:					
Instrumentos financieros	—	—	—	8	8
Beneficios de pensiones y otros beneficios de retiro	(2)	—	(2)	—	(2)
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	(2)	—	(2)	8	6
<b>Utilidad integral</b>	<b>\$ 840</b>	<b>\$ (173)</b>	<b>\$ 667</b>	<b>\$ 15</b>	<b>\$ 682</b>

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.



**SAN PEDRO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS**

(En millones de pesos)

Acuerdo  
29-01/2018

Al 31 de diciembre de

2020

2019

**ACTIVOS**

**Activo circulante:**

Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 262	\$ 10
Cuentas por cobrar — intermediación, netas	573	398
Cuentas por cobrar — otras, netas	143	119
Impuestos por cobrar, netos	—	128
Inventarios	104	94
Gastos anticipados	153	120
Activos reglamentarios	174	209
Contratos a precio fijo y otros derivados	56	43
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	113	13
Otros activos circulantes	22	24
<b>Total de activos circulantes</b>	<b>1,600</b>	<b>1,158</b>

**Otros activos:**

Activos reglamentarios	534	440
Fideicomisos por limpieza nuclear	1,019	1,082
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	83	189
Activos con derecho de uso — arrendamientos operativos	102	130
Fondo contra incendios forestales	363	392
Otros activos a largo plazo	189	202
<b>Total de otros activos</b>	<b>2,290</b>	<b>2,435</b>

**Propiedad, planta y equipo:**

Propiedad, planta y equipo	24,436	22,504
Menos depreciación acumulada y amortización	(6,015)	(5,537)
<b>Propiedad, planta y equipo, neto</b>	<b>18,421</b>	<b>16,967</b>

<b>Total del activo</b>	<b>\$ 22,311</b>	<b>\$ 20,560</b>
-------------------------	------------------	------------------

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.



**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS (CONTINUA)**

(En millones de dólares)

Roldán

PERITO TRADUCTORA

Acuerdo

PASIVO Y CAPITAL

Pasivo circulante:

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
Deuda a corto plazo	\$ —	\$ 80
Cuentas por pagar	553	496
Debido a afiliadas no consolidadas	64	53
Intereses pagaderos	46	43
Compensación y prestaciones devengadas	135	138
Tarifas de franquicia acumuladas	56	53
Pasivos reglamentarios	61	76
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamiento financiero	611	56
Depósitos de clientes	56	74
Obligaciones de gases de invernadero	113	13
Obligaciones de retiro de activos	117	95
Otros Pasivo circulante	199	133
<b>Total de pasivo circulante</b>	<b>2,011</b>	<b>1,310</b>

Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	6,866	6,306
--	-------	-------

**Créditos diferidos y otros pasivos:**

Obligación de pensiones, neto de activos del plan	92	153
Impuestos diferidos	2,019	1,848
Créditos fiscales diferidos a la inversión	13	14
Pasivos reglamentarios	2,195	2,319
Obligaciones de retiro de activos	759	771
Obligaciones de gases de invernadero	—	62
Créditos diferidos y otros	626	677
<b>Total de créditos diferidos y otros pasivos</b>	<b>5,704</b>	<b>5,844</b>

**Compromisos y contingencias (Nota 16)**

**Capital:**

Acciones preferentes (45 millones de acciones autorizadas; ninguna emitida)	—	—
Acciones ordinarias (255 millones de acciones autorizadas; 117 millones de acciones en circulación; sin valor nominal)	1,660	1,660
Utilidades acumuladas	6,080	5,456
Otras utilidades integrales acumuladas (pérdida)	(10)	(16)
<b>Capital total</b>	<b>7,730</b>	<b>7,100</b>
<b>Pasivos y capital total</b>	<b>\$ 22,311</b>	<b>\$ 20,560</b>

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO**

(En millones de dólares)

**PERITO TRADUCTORA**  
**Acuerdo**

**FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN**

	Ejercicios terminados al 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Utilidad neta	\$ 824	\$ 774	\$ 676
Ajustes de la utilidad neta para arribar a los netos de efectivo de las actividades de operación:			
Depreciación y amortización	801	760	688
Impuestos diferidos y créditos fiscales a la inversión	35	105	39
Otros	27	13	(17)
Variación neta de otros componentes del capital de trabajo:			
Cuentas por cobrar	(134)	(15)	30
Cuentas por cobrar a/de afiliadas, netas	11	(8)	(2)
Impuestos por cobrar/ pagar, netos	129	(126)	23
Inventarios	(10)	4	3
Otros activos circulantes	4	(19)	(6)
Cuentas por pagar	31	32	(1)
Cuenta de balance regulatorio	(71)	(101)	138
Otro pasivo circulante	(100)	4	4
Fondo contra incendios forestales, circulante y no circulante	—	(323)	—
Cambios en otros activos y pasivos no circulante, netos	(158)	(10)	9
Efectivo neto de actividades de operación	1,389	1,090	1,584

**FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN**

Gastos por propiedad, planta y equipo	(1,942)	(1,522)	(1,542)
Disminución de efectivo por desconsolidación de Otay Mesa VIE	—	(8)	—
Compras de activos de fideicomisos por desmantelamiento nuclear	(1,439)	(914)	(890)
Productos de ventas de activos de fideicomisos por desmantelamiento nuclear	1,439	914	890
Otros	8	8	—
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(1,934)	(1,522)	(1,542)

**FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO**

Dividendos comunes pagados	(200)	—	(250)
Aportación de capital de Sempra Energy	—	322	—
Emisión de deuda (vencimientos mayores a 90 días)	1,598	400	618
Pagos de deuda (vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(510)	(274)	(492)
(Disminución) aumento de deuda a corto plazo, neto	(80)	(211)	38
Aportaciones de participación no controladora, netos	—	172	57
Costos de emisión de deuda	(11)	(4)	(5)
Efectivo neto proporcionado por (utilizado en) actividades de financiamiento	797	405	(34)
Aumento (disminución) en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido	252	(27)	8
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 1 de enero	10	37	29
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 31 de diciembre	\$ 262	\$ 10	\$ 37

**DIVULGACIÓN SUPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO**

Pagos de intereses, netos de montos capitalizados	\$ 404	\$ 405	\$ 214
Pagos del impuesto sobre la renta, neto de reembolsos	25	191	112

**DIVULGACIÓN SUPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO**

Desembolso de capital devengado	\$ 199	\$ 174	\$ 159
Incremento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en propiedad, planta y equipo	30	16	550
Incremento (disminución) en ARO (obligaciones de retiro de activos) por inversión en PP&E	31	(1)	35

Ver Notas a Estados Financieros Consolidados



**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE**

*(En millones de dólares)*

	Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018					
	Acciones comunes	Utilidades acumuladas	Otras utilidades integrales acumuladas (pérdida)	Capital contable de SDG&E	Participación no controladora	Total del capital
Balance al 31 de diciembre de 2017	\$ 1,338	\$ 4,268	\$ (8)	\$ 5,598	\$ 28	\$ 5,626
<b>Utilidad neta</b>		669		669	7	676
<b>Otra utilidad (pérdida) integral</b>			(2)	(2)	8	6
Dividendos ordinarios declarados (\$2.14/acción)		(250)		(250)		(250)
Actividades de participación no controladora:						
Contribuciones					65	65
Distribuciones					(8)	(8)
Balance al 31 de diciembre de 2018	1,338	4,687	(10)	6,015	100	6,115
Adopción de ASU 2018-02		2	(2)	—		—
Balance ajustado al 31 de diciembre de 2018	1,338	4,689	(12)	6,015	100	6,115
<b>Utilidad neta</b>		767		767	7	774
<b>Otra utilidad (pérdida) integral</b>			(4)	(4)	2	(2)
Aportación de capital de Sempra Energy	322			322		322
Actividades de participación no controladora:						
Aportaciones					175	175
Distribuciones					(3)	(3)
Desconsolidación					(281)	(281)
Balance al 31 de diciembre de 2019	1,660	5,456	(16)	7,100	—	7,100
<b>Utilidad neta</b>		824		824	—	824
<b>Otro ingreso integral</b>			6	6	—	6
Dividendos ordinarios declarados (\$1.72/acción)		(200)		(200)		(200)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	\$ 1,660	\$ 6,080	\$ (10)	\$ 7,730	\$ —	\$ 7,730

*Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados*



# SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY

## ESTADOS DE RESULTADOS

(en millones de dólares)

Aprobado  
29-01/2018

Ejercicios terminados al 31 de diciembre

	2020	2019	2018
Ingresos de operaciones	\$ 4,748	\$ 4,525	\$ 3,962
Gastos de operación			
Costo del gas natural	783	977	1,048
Operación y mantenimiento	2,029	1,780	1,613
Litigios del Aliso Canyon y asuntos reglamentarios	307	—	—
Depreciación y amortización	654	602	556
Comisiones por franquicia y otros impuestos	190	173	154
Pérdidas por deterioro	—	37	—
Total de gastos de operación	3,963	3,569	3,371
Utilidad de operación	785	956	591
Otros ingresos (gastos), netos	(28)	(55)	15
Intereses financieros	2	2	2
Gasto por intereses	(158)	(141)	(115)
Utilidades antes de impuestos	601	762	493
Gasto del impuesto	(96)	(120)	(92)
Utilidad neta	505	642	401
Dividendos preferentes	(1)	(1)	(1)
Ganancias atribuibles a acciones comunes	\$ 504	\$ 641	\$ 400

Ver Notas a los Estados Financieros.





**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**ESTADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL**

(En millones de dólares)

Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

	Monto antes de impuestos	Gastos (ingresos) por impuesto	Monto neto de impuestos
<b>2020:</b>			
Utilidad neta	\$ 601	\$ (96)	\$ 505
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Plan de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	(12)	4	(8)
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	(12)	4	(8)
<b>Utilidad integral</b>	<b>\$ 589</b>	<b>\$ (92)</b>	<b>\$ 497</b>
<b>2019:</b>			
Utilidad neta	\$ 762	\$ (120)	\$ 642
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Instrumentos financieros	1	—	1
Plan de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	1	(1)	—
Total de otras utilidades integral	2	(1)	1
<b>Utilidad integral</b>	<b>\$ 764</b>	<b>\$ (121)</b>	<b>\$ 643</b>
<b>2018:</b>			
Utilidad neta	\$ 493	\$ (92)	\$ 401
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Instrumentos financieros	1	—	1
Total de otras utilidades integrales	1	—	1
<b>Utilidad integral</b>	<b>\$ 494</b>	<b>\$ (92)</b>	<b>\$ 402</b>

Ver Notas a los Estados Financieros



**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**

**BALANCE GENERAL**

(En millones de pesos)

Acuerdo  
29-01/2018

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>ACTIVOS</b>		
Activo circulante:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 4	\$ 10
Cuentas por cobrar — intermediación, netas	786	710
Cuentas por cobrar — otras, netas	64	87
Cuentas por cobrar a afiliadas no consolidadas	22	11
Impuestos por cobrar, netos	—	161
Inventarios	153	136
Activos reglamentarios	16	7
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	390	52
Otros activos circulantes	47	44
Activos circulantes totales	1,482	1,218
Otros activos:		
Activos reglamentarios	1,208	1,407
Seguro por cobrar por costos de Alisio Canyon	445	339
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	9	248
Activos con derecho de uso (ROU) — arrendamientos operativos	74	94
Otros activos a largo plazo	499	447
Total de otros activos	2,235	2,535
Propiedad, planta y equipo:		
Propiedad, planta y equipo	21,180	19,362
Menos depreciación acumulada y amortización	(6,437)	(6,038)
Propiedad, planta y equipo, neto	14,743	13,324
<b>Total del activo</b>	<b>\$ 18,460</b>	<b>\$ 17,077</b>

Ver Notas a los Estados Financieros.

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**Balance General (CONTINUA)**

(En millones de dólares)

**Roldán**

PERITO TRADUCTORA  
PASIVO Y CAPITAL

Pasivo Circulante

Al 31 de diciembre de

2020

2019

Deuda a corto plazo	\$ 113	\$ 630
Cuentas por pagar — comerciales	600	545
Cuentas por pagar — otros	122	110
Cuentas por cobrar a afiliadas no consolidadas	31	47
Compensación y prestaciones devengadas	189	182
Pasivos reglamentarios	79	243
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamiento financiero	10	6
Depósitos de clientes	48	71
Reserva para Costos del Alisio Canyon	150	9
Obligaciones de gases de efecto invernadero	390	52
Obligaciones de retiro de activos	59	65
Otros Pasivo circulante	291	222
<b>Total del pasivo circulante</b>	<b>2,082</b>	<b>2,182</b>
<b>Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros</b>	<b>4,763</b>	<b>3,788</b>
<b>Créditos diferidos y otros pasivos:</b>		
Obligación de pensiones, neto de activos del plan	853	785
Impuestos diferidos	1,406	1,403
Créditos fiscales diferidos a la inversión	8	7
Pasivos reglamentarios	1,177	1,422
Reserva para Costos del Alisio Canyon	301	7
Obligaciones de retiro de activos	2,309	2,112
Obligaciones de gases de invernadero	—	208
Créditos diferidos y otros	417	415
<b>Total de créditos diferidos y otros pasivos</b>	<b>6,471</b>	<b>6,359</b>
<b>Compromisos y contingencias (Nota 16)</b>		
<b>Total del capital:</b>		
Acciones preferentes (11 millones de acciones autorizadas; 1 millón de acciones en circulación)	22	22
Acciones comunes (100 millones de acciones autorizadas; 91 millones de acciones en circulación; sin valor nominal)	866	866
Utilidades acumuladas	4,287	3,883
Otras (pérdida) utilidades integrales acumuladas	(31)	(23)
<b>Capital Total</b>	<b>5,144</b>	<b>4,748</b>
<b>Total del pasivo y capital</b>	<b>\$ 18,460</b>	<b>\$ 17,077</b>

Ver Notas a los Estados Financieros

## ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

(en millones de dólares)

Carolina Yépez  
Roldán  
PERITO TRADUCTORA  
Acuerdo  
11/01/18

Ejercicios terminados el 31 de diciembre

	2020	2019	2018
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>			
Utilidad neta	\$ 505	\$ 642	\$ 401
Ajustes de la utilidad neta para arribar a los netos de efectivo de las actividades de operación:			
Depreciación y amortización	654	602	556
Impuestos diferidos y créditos fiscales a la inversión	(112)	88	78
Pérdidas por deterioro	—	37	—
Otros	59	(5)	(7)
Cambio neto en los componentes del capital de trabajo:			
Cuentas por cobrar	(101)	(73)	(87)
Cuentas por cobrar a/de afiliadas, netas	(27)	(1)	(10)
Impuestos por cobrar/ pagar, netos	189	(156)	14
Inventarios	(19)	1	(2)
Otros activos circulantes	(12)	(9)	11
Cuentas por pagar	64	(7)	71
Cuenta de balance reglamentario	(160)	114	125
Reserva para Costos de Alisio Canyon	141	(144)	56
Otros Pasivo circulante	(21)	(21)	(6)
Seguro por cobrar por costos de Alisio Canyon	(106)	122	(43)
Reserva para Costos del Alisio Canyon, no circulante	294	—	—
Cambios en otros activos y pasivos no circulante, netos	178	(322)	(144)
<b>Efectivo neto de actividades de operación</b>	<b>1,526</b>	<b>868</b>	<b>1,013</b>

## FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN

Gastos por propiedad, planta y equipo	(1,843)	(1,439)	(1,538)
Otros	—	1	7
<b>Efectivo neto utilizado en actividades de inversión</b>	<b>(1,843)</b>	<b>(1,438)</b>	<b>(1,531)</b>

## FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO

Dividendos comunes pagados	(100)	(150)	(50)
Dividendos preferentes pagados	(1)	(1)	(1)
Emisión de deuda (vencimientos mayores a 90 días)	949	349	949
Pagos de deuda (vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(12)	(6)	(500)
(Disminución) aumento de deuda a corto plazo, neto	(517)	374	140
Costos de emisión de deuda	(8)	(4)	(10)
<b>Efectivo neto proporcionado por actividades de financiamiento</b>	<b>311</b>	<b>562</b>	<b>528</b>

(Disminución) aumento en efectivo y equivalentes de efectivo	(6)	(8)	10
Efectivo y equivalentes de efectivo, 1 de enero	10	18	8
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo, 31 de diciembre</b>	<b>\$ 4</b>	<b>\$ 10</b>	<b>\$ 18</b>

## DIVULGACIÓN SUPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO

Pagos de intereses, netos de montos capitalizados	\$ 146	\$ 126	\$ 105
Pagos del impuesto sobre la renta, neto de reembolsos	19	188	—

## DIVULGACIÓN SUPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO

Desembolso de capital devengado	\$ 208	\$ 205	\$ 191
Incremento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en propiedad, planta y equipo	47	22	6
Incremento en ARO (obligaciones de retiro de activos) para inversión en PP&E	107	35	35

Ver Notas a los Estados Financieros





SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY  
ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE

En millones de dólares

Acuerdo  
29-01-2018

Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

	Acciones preferentes	Acciones comunes	Utilidades acumuladas	Otras utilidades (pérdidas) integrales acumuladas	Total de capital
Balance al 31 de diciembre de 2017	\$ 22	\$ 866	\$ 3,040	\$ (21)	\$ 3,907
Utilidad neta			401		401
Otra utilidad integral				1	1
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.50/acción)			(1)		(1)
Acciones comunes (\$0.55/acción)			(50)		(50)
Balance al 31 de diciembre de 2018	22	866	3,390	(20)	4,258
Aplicación de ASU 2018-02			2	(4)	(2)
Saldo ajustado al 31 de diciembre de 2018	22	866	3,392	(24)	4,256
Utilidad neta			642		642
Otra utilidad integral				1	1
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.50/acción)			(1)		(1)
Acciones comunes (\$1.64/acción)			(150)		(150)
Balance al 31 de diciembre de 2019	22	866	3,883	(23)	4,748
Utilidad neta			505		505
Otra pérdida integral				(8)	(8)
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.50/acción)			(1)		(1)
Acciones comunes (\$1.10/acción)			(100)		(100)
Balance al 31 de diciembre de 2020	\$ 22	\$ 866	\$ 4,287	\$ (31)	\$ 5,144

Ver Notas a los Estados Financieros



# SEMPRA ENERGY Y SUBSIDIARIAS

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### NOTA 1. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS Y OTROS DATOS FINANCIEROS

#### PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN

##### ***SEMPRA ENERGY***

Los Estados Financieros Consolidados de Sempra Energy incluyen las cuentas de Sempra Energy, una sociedad controladora de servicios energéticos con sede en California, y sus subsidiarias consolidadas y VIES. Sempra Global es la sociedad controladora de nuestras subsidiarias que no están sujetas a la reglamentación de servicios públicos de California o Texas. Los negocios de Sempra Energy se gestionaron dentro de seis segmentos de los que se debe informar separados hasta abril de 2019 y cinco segmentos independientes de los que se debe informar a partir de entonces, lo cual se trata mencionamos en la Nota 17. Todas las referencias de estas Notas a nuestros segmentos de los que se debe informar no pretenden referirse a ninguna persona moral con el mismo nombre o similar.

##### ***SDG&E***

Los Estados Financieros Consolidados de SDG&E incluyen sus cuentas y las cuentas de un VIE del que SDG&E fue el principal beneficiario hasta el 23 de agosto de 2019, momento en el que SDG&E desconsolidó el VIE, como lo mencionamos a continuación en "Entidades de Interés Variable". Las acciones ordinarias de SDG&E son propiedad absoluta de Enova, que es una filial de propiedad total de Sempra Energy.

##### ***SoCalGas***

Las acciones ordinarias de SoCalGas son propiedad en su totalidad de PE, que es una filial de propiedad total de Sempra Energy. En este informe, nos referimos a SDG&E y SoCalGas colectivamente como las Empresas de Servicios Públicos de California.

#### BASES DE PRESENTACIÓN

Se trata de un informe combinado de Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas. Proporcionamos información por separado de SDG&E y SoCalGas según se requiera. Las referencias en este informe a "nosotros", "nuestro", "nuestros" y "Sempra Energy Consolidado" son a Sempra Energy y sus entidades consolidadas, salvo que el contexto indique lo contrario. Hemos eliminado las cuentas y operaciones interempresariales dentro de los estados financieros consolidados de cada entidad informante.

A lo largo de estas Notas, nos referimos a lo siguiente como Estados Financieros Consolidados y Notas a los Estados Financieros Consolidados cuando se menciona conjuntamente o colectivamente:

- los Estados Financieros Consolidados y Notas afines de Sempra Energy y sus afiliadas y VIES;
- los Estados Financieros Consolidados y Notas afines de SDG&E y su VIE (hasta la desconsolidación del VIE en agosto de 2019), y
- los Estados Financieros y Notas afines de SoCalGas.

##### ***Uso de Estimaciones en la Elaboración de los Estados Financieros***

Hemos preparado nuestros Estados Financieros Consolidados de conformidad con los U.S. GAAP. Esto requiere que hagamos estimaciones y supuestos que afecten a los montos reportados en los estados financieros y notas que se acompañan, incluida la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Si bien creemos que las estimaciones y supuestos son razonables, las cantidades reales en última instancia pueden diferir significativamente de esas estimaciones.



### **Operaciones Discontinuas**

En enero de 2019, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender nuestros negocios sudamericanos con base en nuestro enfoque estratégico en Norteamérica. Determinamos que estos negocios, que anteriormente constituían el segmento Sempra South American Utilities, y ciertas actividades asociadas a estos negocios, cumplieron con los criterios disponibles para la venta. Estos negocios se presentan como operaciones discontinuas, que mencionamos más a fondo en la Nota 5. Terminamos las ventas en el segundo trimestre de 2020. Nuestra información en las Notas a continuación se refieren únicamente a nuestras operaciones continuas, a menos que se indique lo contrario.

### **Acontecimientos posteriores**

Evaluamos acontecimientos y operaciones que ocurrieron después del 31 de diciembre de 2020 hasta la fecha en que se emitieron los estados financieros, y en opinión de la dirección general, los estados financieros que se acompañan reflejan todos los ajustes y divulgaciones necesarios para una presentación razonable.

## **EFFECTOS DE LA REGLAMENTACIÓN**

En las políticas contables y los estados financieros de Empresas de Servicios Públicos de California se refleja la aplicación de las disposiciones de los U.S. GAAP que rigen las operaciones reglamentadas por las tarifas y las políticas de la CPUC y la FERC. En virtud de estas disposiciones, una utilidad reglamentada registra activos reglamentarios, que generalmente son costos que de otro modo se cobrarían a gastos, si es probable que, a través del proceso de elaboración de la evaluación, la utilidad recupere esos activos de los clientes. En la medida en que la recuperación ya no sea probable, los activos reglamentarios relacionados se cancelan. Los pasivos reglamentarios generalmente representan montos recaudados de los clientes con anticipación al gasto real por parte de los servicios públicos. Si los gastos reales son menores que los montos previamente recaudados de los contribuyentes, el exceso se reembolsaría a los clientes, generalmente reduciendo las tasas futuras. Los pasivos reglamentarios también pueden surgir de otras operaciones como ganancias no realizadas en contratos de precio fijo y otros derivados o ciertos beneficios fiscales del impuesto sobre la renta diferido que se trasladan a los clientes en tasas futuras. Además, las Empresas de Servicios Públicos de California registran pasivos reglamentarios cuando la CPUC o la FERC requieren que se haga un reembolso a los clientes o que se dé una ganancia u otra operación de costos netos permisibles a los clientes en periodos futuros.

Para determinar la probabilidad de recuperación de activos reglamentarios requiere un criterio significativo por parte de la dirección general y puede incluir, entre otros, la consideración de:

- la naturaleza del evento que originó la valuación
- leyes vigentes y código reglamentario
- precedentes legales
- principios reglamentarios y acciones reglamentarias analogas
- testimonio presentado en audiencias reglamentarias
- órdenes reglamentarias y un mecanismo autorizado por la comisión establecido para la acumulación de costos
- estado de las solicitudes de reaudiencias o apelaciones de tribunales estatales
- aprobación específica de una comisión
- experiencia histórica

La empresa de distribución de gas natural de Sempra México, Ecogas, también aplica los U.S. GAAP para empresas de servicios públicos que se rigen mediante tasas a sus operaciones, incluida la misma evaluación de probabilidad de recuperar los activos reglamentarios que se describieron anteriormente.

Proporcionamos información relativa a los activos y pasivos reglamentarios en la Nota 4.



Nuestro segmento Sempra Texas Utilities está integrado por nuestras inversiones en métodos de participación en Oncor Holdings, que al 31 de diciembre de 2020, posee una participación de 80.25% en Oncor, y Sharyland Holdings, que posee el 100% de Sharyland Utilities. Oncor y Sharyland Utilities son empresas de servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica en Texas y sus tarifas están reglamentadas por la PUCT y ciertas ciudades y están sujetas a procesos reglamentarios de fijación de tarifas y supervisión de ganancias anuales. Oncor y Sharyland Utilities preparan sus estados financieros de acuerdo con lo dispuesto en los U.S. GAAP que rigen las operaciones reglamentadas por las normas.

Nuestro segmento Sempra México incluye a las empresas operadoras de nuestra filial, IEnova, así como a ciertas sociedades controladoras y de actividad de administración de riesgos. Ciertas actividades empresariales en IEnova están reglamentadas por la CRE y cumplen con los requisitos contables reglamentarios de los U.S. GAAP. Los proyectos de ductos actualmente en construcción en IEnova que cumplen con los requisitos contables reglamentarios de los U.S. GAAP registran el impacto de la AFUDC relacionado con la participación. Mencionamos Más adelante A, mencionamos el AFUDC en la sección “Propiedad, Planta y Equipo”.

## MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE

Medimos ciertos activos y pasivos a valor razonable en un esquema recurrente, principalmente NDT y los activos fideicomitidos del plan de prestaciones. También medimos ciertos activos a valor razonable en un esquema no recurrente en ciertas circunstancias.

Una medición del valor razonable refleja las asunciones que los participantes en el mercado utilizarían para fijar el precio de un activo o un pasivo sobre la base de la mejor información disponible. Estos supuestos incluyen el riesgo inherente a una determinada técnica de valuación (como un modelo de precios) y los riesgos inherentes a los insumos del modelo. Adicionalmente, consideramos la calidad crediticia de un emisor al momento de valorar el valor razonable de sus pasivos.

Establecemos una jerarquía de valor razonable que prioriza los insumos utilizados para medir el valor razonable. La jerarquía da la mayor prioridad a precios cotizados no ajustados en mercados activos para activos o pasivos idénticos (medición de Nivel 1) y la menor prioridad a los insumos no observables (medición de Nivel 3). Los tres niveles de la jerarquía de valor razonable son los siguientes:

*Nivel 1* — Los insumos de valuación son precios cotizados no ajustados disponibles en mercados activos para activos o pasivos idénticos a la fecha de reporte. Los mercados activos son aquellos en los que las transacciones por el activo o el pasivo se realizan con la frecuencia y el volumen suficientes para proporcionar información de precios de forma continua. Nuestros instrumentos financieros Nivel 1 consisten principalmente en acciones cotizadas y títulos del Tesoro de EE.UU. principalmente en NDT y los fideicomisos para planes de beneficios, y derivados cotizados en bolsas.

*Nivel 2* — Los insumos de valuación son distintos de aquellos precios cotizados en mercados activos que se incluyen en el Nivel 1, que pueden ser, directa o indirectamente, observables en la fecha de reporte. El Nivel 2 incluye los instrumentos financieros que valúan utilizando modelos u otras metodologías de valuación. Estos modelos son principalmente modelos estándar de la industria que tienen en cuenta diversas asunciones, incluyendo:

- materias primas cotizados a plazo materias primas
- valor de tiempo
- Actuales precios de mercado y contractuales de los instrumentos subyacentes
- factores de volatilidad
- otras medidas económicas pertinentes

Sustancialmente todos estos supuestos son observables en el mercado a lo largo de todo el plazo del instrumento y pueden derivarse de datos observables o están respaldados por niveles observables en los que se ejecutan las transacciones en el mercado. Nuestros instrumentos financieros en esta categoría incluyen acciones cotizadas, bonos corporativos nacionales de los EE.UU., bonos municipales y otros bonos extranjeros, principalmente en NDT y los fideicomisos de planes de beneficios, y derivados no negociados en bolsa como instrumentos de tipos de interés y opciones forward y *over-the-counter*.





Nivel 3 — Los insumos de valuación incluyen insumos significativos que generalmente son menos observables de fuentes objetivas. Estos insumos pueden utilizarse con metodologías desarrolladas internamente que resultan en la mejor estimación de valor razonable por parte de la administración desde la perspectiva de un participante en el mercado. Nuestros instrumentos financieros de nivel 3 consisten en CRR y posiciones eléctricas a precio fijo en SDG&E y el Contrato de Apoyo (*Support Agreement*) en Sempra

### EFFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFFECTIVO Y EFFECTIVO CON RESTRICCIONES

Los equivalentes en efectivo son inversiones altamente líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos en la fecha de compra.

El efectivo con restricciones incluye fondos denominados principalmente en pesos mexicanos para pagar derechos de paso, derechos de licencia, permisos, encuestas topográficas y otros costos conforme a acuerdos de fideicomiso y deuda relacionados con proyectos de ductos en Sempra México.

En el siguiente cuadro se proporciona una conciliación de efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones reportado en el Balance General Consolidado a la suma de dichos montos reportados en los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados.

#### CONCILIACIÓN DE EFFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFFECTIVO Y EFFECTIVO CON RESTRICCIONES

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 960	\$ 108
Efectivo con restricciones, circulante	22	31
Efectivo con restricciones, no circulante	3	3
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones en operaciones discontinuas	—	75
Total de efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones en los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados	\$ 985	\$ 217

En el Estado de Flujos de Efectivo Consolidado de Sempra Energy correspondiente al año terminado el 31 de diciembre de 2020, se considera que el efectivo final, equivalentes de efectivo y saldo de caja restringido en operaciones discontinuas de \$4.6 mil millones de dólares es efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones para operaciones continuas tras las ventas de los negocios sudamericanos.

### PÉRDIDAS CREDITICIAS

Estamos expuestos a pérdidas crediticias de activos financieros medidos a costo amortizado, incluidas cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar y cantidades adeudadas por afiliadas no consolidadas. También estamos expuestos a pérdidas crediticias por acuerdos extra balance a través de nuestras garantías de la deuda de Cameron LNG JV.

Regularmente monitoreamos y evaluamos las pérdidas crediticias y registramos las reservas por pérdidas crediticias esperadas, si es necesario, para operaciones comerciales y otras cuentas por cobrar utilizando una combinación de factores, incluido el estado vencido basado en términos contractuales, tendencias en las amortizaciones, la edad del crédito por cobrar, tendencias del histórico e industrial, solvencia de la contraparte, situación económica y eventos específicos, como quiebras. Cancelamos activos financieros medidos a costo amortizado en el periodo en el que determinamos que no son recuperables. Registramos recuperaciones de montos previamente cancelados cuando se tenga conocimiento de que se recuperarán.

En relación con la pandemia COVID-19, las Empresas de Servicios Públicos de California han implementado ciertas medidas para ayudar a los clientes, entre ellas suspender las desconexiones de servicios por falta de pago para clientes residenciales y de pequeñas empresas, renunciar a las cuotas de pago atrasado para los clientes del sector empresarial, y ofrecer planes de pagos flexibles a clientes que atraviesan dificultades para pagar sus cuentas de electricidad o gas. Según lo mencionamos en la Nota 4, la CPUC autorizó a cada una de las Empresas de Servicios Públicos de California rastrear y solicitar la recuperación de costos incrementales,

incluidos los gastos incobrables, asociados al cumplimiento de las medidas de protección a clientes del sector residencial y a pequeñas empresas que implementó la CPUC por la pandemia COVID-19.

En junio de 2020, la CPUC emitió una resolución en un procedimiento por separado en la que abordó el asunto de las desconexiones de servicios que, entre otras cosas, permite a cada una de las Empresas de Servicios Públicos de California establecer una cuenta de equilibrio bidireccional para registrar los gastos incobrables asociados a la incapacidad de los clientes del sector residencial a pagar sus facturas de electricidad o gas. Esta decisión también ordena a las Empresas de Servicios Públicos de California establecer un AMP que proporcione a los clientes del sector residencial con ingresos limitados una ayuda para que paguen de manera exitosa los montos pendientes de sus facturas de servicios públicos. Ver la Nota 4 para mayor información. Las empresas de servicios públicos de Empresas de Servicios Públicos de California han registrado incrementos en sus subsidios por pérdidas crediticias esperadas al 31 de diciembre de 2020 en relación principalmente con la condonación esperada de los montos pendientes de la factura de servicios públicos, incluidos los incrementos debido al efecto de la pandemia del COVID-19, para clientes del sector residencial con derecho a la AMP. Nuestros negocios seguirán monitoreando los factores macroeconómicos y los patrones de pago de los clientes al evaluar sus derechos por pérdidas crediticias en futuros periodos que se informen, los cuales pueden aumentar significativamente debido a los efectos de la pandemia COVID-19 u a otros factores.

A continuación, proporcionamos los subsidios y cambios en los mismos por pérdidas crediticias para operaciones y otras cuentas por cobrar, excluidos los subsidios relacionados con cantidades adeudadas por afiliadas no consolidadas y acuerdos extra balance, que mencionamos por separado a continuación después de la tabla cuadro. Las empresas de servicios públicos de Empresas de Servicios Públicos de California registran cambios en los subsidios por pérdidas crediticias relacionadas con Cuentas por Cobrar — Comercio de cuentas reglamentarias.

#### CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR — RESERVAS POR PÉRDIDAS CREDITICIAS

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Reservas por pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 29	\$ 21	\$ 25
Reservas graduales al aplicar la ASU 2016-13	1	—	—
Provisiones para pérdidas crediticias esperadas	124	22	10
Cancelaciones	(16)	(14)	(14)
Reservas por pérdidas crediticias al 31 de diciembre <sup>(1)</sup>	\$ 138	\$ 29	\$ 21
<b>SDG&amp;E:</b>			
Reservas por pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 14	\$ 11	\$ 9
Provisiones para pérdidas crediticias esperadas	65	10	9
Cancelaciones	(10)	(7)	(7)
Reservas por pérdidas crediticias al 31 de diciembre <sup>(2)</sup>	\$ 69	\$ 14	\$ 11
<b>SoCalGas:</b>			
Reservas por pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 15	\$ 10	\$ 16
Provisiones para pérdidas crediticias esperadas	59	12	1
Cancelaciones	(6)	(7)	(7)
Reservas por pérdidas crediticias al 31 de diciembre <sup>(3)</sup>	\$ 68	\$ 15	\$ 10

(1) Los saldos al 31 de diciembre de 2020 y 2019 incluyen \$111 millones de dólares y \$7 millones de dólares, respectivamente, en Cuentas por Cobrar — Comerciales, netas y \$27 millones de dólares y \$22 millones de dólares, respectivamente, en Cuentas por Cobrar — Otro, Neto.

(2) Los saldos al 31 de diciembre de 2020 y 2019 incluyen \$55 millones de dólares y \$4 millones de dólares, respectivamente, en Cuentas por Cobrar — Comerciales, netas y \$14 millones de dólares y \$10 millones de dólares, respectivamente, en Cuentas por Cobrar — Otro, Neto.

(3) Los saldos al 31 de diciembre de 2020 y 2019 incluyen \$55 millones de dólares y \$3 millones de dólares, respectivamente, en Cuentas por Cobrar — Comerciales, netas y \$13 millones de dólares y \$12 millones de dólares, respectivamente, en Cuentas por Cobrar — Otro, Neto.

Para las cantidades adeudadas por afiliadas no consolidadas y acuerdos extra balance, de manera trimestral, evaluamos las pérdidas crediticias y registramos las reservas por pérdidas crediticias esperadas, si es necesario, con base en indicadores de calidad crediticia como calificaciones crediticias externas, estudios de tasa de incumplimiento publicados, la fecha de vencimiento del instrumento y la morosidad. No obstante, no registramos las reservas por pérdidas crediticias esperadas relacionadas con intereses devengados por cobrar sobre préstamos adeudados de afiliadas no consolidadas porque pasamos a pérdidas y ganancias tales cantidades, en su caso, mediante una reversión de los intereses financieros en el periodo que determinamos que dichos importes son incobrables. En ausencia de calificaciones crediticias externas, podemos utilizar una calificación crediticia desarrollada internamente con base en nuestro análisis de los estados financieros de una contraparte para determinar nuestras pérdidas crediticias esperadas.

Como mencionamos a continuación en “Operaciones con Afiliadas”, tenemos préstamos adeudados de afiliadas no consolidadas con plazos variables, tasas de interés y divisas. A continuación, proporcionamos los cambios en los subsidios por pérdidas crediticias por préstamos y otros montos adeudados por afiliadas no consolidadas.

#### MONTOS ADEUDADOS POR AFILIADAS AFILIADAS NO CONSOLIDADAS — SUBSIDIOS POR PÉRDIDAS CREDITICIAS

(En millones de dólares)

	Sempra Energía Consolidado <sup>(1)</sup>
Reservas por pérdidas crediticias al 1 de enero de 2020	\$ —
Reserva establecida tras la Aplicación de la ASU 2016-13	6
Reducción a pérdidas crediticias esperadas	(3)
Reservas por pérdidas crediticias al 31 de diciembre de 2020	\$ 3

(1) El saldo al 31 de diciembre de 2020 incluye montos insignificantes y \$3 millones de dólares en Debitos afiliadas no consolidadas — Circulante y adeudado de afiliadas no consolidadas — No circulante, respectivamente.

Según lo mencionamos en la Nota 6, Sempra Energy ha proporcionado garantías en beneficio de Cameron LNG JV relacionadas con sus obligaciones de deuda por un monto total máximo de \$4 mil millones de dólares. Establecimos un pasivo por pérdidas crediticias de \$6 millones de dólares para este acuerdo extra balance tras la Aplicación de la ASU 2016-13 el 1 de enero de 2020 y posteriormente redujimos este pasivo en \$4 millones de dólares en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 mediante una reducción al gasto por pérdida de crédito, que se incluye en O&M en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy. Al 31 de diciembre de 2020, las pérdidas crediticias esperadas de \$2 millones de dólares se incluyen en Otros Pasivos circulante en el Balance General Consolidado de Sempra Energy.

#### CONCENTRACIÓN DE RIESGO CREDITICIO

El riesgo crediticio es el riesgo de pérdida en que se incurriría como resultado del incumplimiento por parte de nuestras contrapartes de sus obligaciones contractuales. Tenemos políticas que rigen la gestión del riesgo crediticio que son administradas por los respectivos departamentos de crédito en cada uno de nuestros segmentos y que son supervisados por sus comités de gestión de riesgos.

Esta supervisión incluye el cálculo periódico del riesgo crediticio actual y potencial y el seguimiento de los saldos reales en comparación con los límites aprobados. Establecemos límites de crédito basados en consideraciones de riesgo y retorno bajo condiciones habitualmente disponibles en la industria. Evitamos la concentración de contrapartes siempre que sea posible, y consideramos que nuestras políticas crediticias reducen significativamente el riesgo crediticio general. Estas políticas incluyen una evaluación de:

- la condición financiera de nuestras potenciales contrapartes (incluida la calificación crediticia)
- requisitos de garantía
- el uso de contratos estandarizados que permitan el neteo exposiciones negativas y positivas asociadas con una sola contraparte
- detonantes por degradación crediticia

Consideramos que hemos proporcionado reservas adecuadas para el incumplimiento de contrapartes en nuestras reservas por pérdidas crediticias.





Cuando nuestros proyectos en desarrollo se vuelven operativos, dependemos significativamente de la capacidad de los proveedores para cumplir contratos de largo plazo y de nuestra capacidad para hacer cumplir los términos de dichos contratos en caso de incumplimiento. Adicionalmente, los factores que consideramos al evaluar un proyecto en desarrollo incluyen la negociación de contratos con clientes y proveedores y, por lo tanto, dependemos en estos acuerdos para el rendimiento futuro. También podemos condicionar nuestra decisión de avanzar en proyectos de desarrollo en primero obtener estos contratos de clientes y proveedores.

## INVENTARIOS

Empresas de Servicios Públicos de California evalúan el inventario de gas natural utilizando el método últimas entradas, primeras salidas. A medida que se venden inventarios, las diferencias entre las últimas y primeras valuaciones y el costo estimado de reemplazo se reflejan en las tarifas de los clientes. Estas diferencias son generalmente temporales, pero pueden llegar a ser permanentes si el inventario de gas natural retirado del almacén durante el año no se sustituye a fin de año. En general, las Empresas de Servicios Públicos de California evalúan los materiales y suministros a menor costo promedio o valor realizable neto.

Sempra México y Sempra LNG evalúan el inventario de gas natural y materiales y suministros al menor de costo promedio o valor realizable neto. Sempra México y Sempra LNG evalúan el inventario de LNG utilizando el método de método primeras entradas, primeras salidas

Los componentes de los inventarios son los siguientes:

**SALDOS DE INVENTARIO AL 31 DE DICIEMBRE**  
(En millones de dólares)

	Gas natural		LNG		Materiales e insumos		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Sempra Energy Consolidado	\$ 118	\$ 110	\$ 7	\$ 9	\$ 183	\$ 158	\$ 308	\$ 277
SDG&E	---	1	---	---	104	93	104	94
SoCalGas	94	90	---	---	59	46	153	136

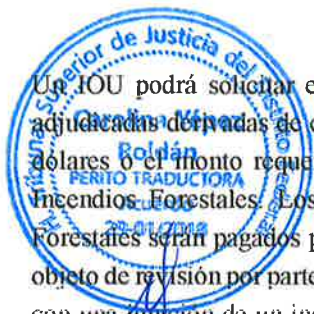
## FONDO DE INCENDIOS FORESTALES

En julio de 2019 se firmó como ley la Legislación sobre incendios forestales. En la Legislación sobre incendios forestales se abordan ciertos temas relacionados con los incendios forestales catastróficos en el Estado de California y su impacto en los Servicios públicos propiedad de los inversores (IOU). Los servicios públicos de distribución de gas propiedad de inversionistas como SoCalGas no están amparados por esta legislación. Entre los temas abordados figuran la mitigación de incendios forestales, normas y requisitos de recuperación de costos, un fondo de incendios forestales, un límite de responsabilidad y el establecimiento de un consejo de seguridad contra incendios forestales.

En la Legislación sobre incendios forestales disponía que SDG&E no recuperaría el ROE en sus primeros \$215 millones de dólares de gastos de capital de mitigación del riesgo de incendio.

En la Legislación sobre incendios forestales se estableció una norma jurídica revisada para la recuperación de los costos de los incendios forestales (Norma revisada de Gestor Prudente) y se estableció un fondo (el Fondo contra Incendios Forestales) diseñado para proporcionar liquidez a SDG&E, PG&E y Edison para pagar los reclamos relacionados con incendios forestales de la IOU en caso de que el organismo gubernamental responsable de determinar la causalidad determina que el equipo del IOU aplicable causó la ignición de un incendio, se rebasa la cobertura del seguro primario y se cumplen algunas otras condiciones. Un propósito primordial del Fondo contra Incendios Forestales es reunir los recursos proporcionados por los accionistas y contribuyentes de los IOU y poner esos recursos a disposición para reembolsar a los IOU los siniestros por incendios forestales de terceros incurridos después del 12 de julio de 2019, fecha de entrada en vigor de la Legislación sobre incendios forestales, con sujeción a ciertas limitaciones.





Un IOU podrá solicitar el pago del Fondo contra Incendios Forestales por reclamaciones de daños de terceros liquidadas o adjudicadas derivadas de ciertos incendios forestales que superen, en total, en un año calendario, el mayor de \$1 mil millones de dólares o el monto requerido de cobertura de seguros del IOU según lo recomendado por el administrador del Fondo contra Incendios Forestales. Los reclamos contra incendios forestales aprobados por el administrador del Fondo contra Incendios Forestales serán pagados por dicho Fondo al IOU en la medida en que se disponga de recursos. Los fondos que se utilicen serán objeto de revisión por parte de la CPUC, la cual hará una determinación en cuanto al grado en que la conducta de un IOU relacionada con una ignición de un incendio forestales fue prudente o imprudente. La Norma de Administración Prudente Revisada requiere que la CPUC aplique normas claras al revisar las pérdidas de responsabilidad por incendios forestales pagadas al determinar la razonabilidad de la conducta de un IOU relacionado con una ignición. Conforme a esta norma, la conducta en revisión relacionada con la ignición puede incluir factores dentro y fuera del control del IOU, incluida la humedad, temperatura y vientos. Los costos y gastos podrán ser asignados para la recuperación de costos en su totalidad o en parte. También, conforme a esta norma, la conducta de un IOU se considerará razonable si se cuenta con una certificación de seguridad anual válida en el momento de la ignición, a menos que se plantee una duda grave, en cuyo caso la carga se carga a la utilidad para disipar esa duda. El IOU recibirá una certificación anual de seguridad por parte de la CPUC si cumplen diversos requisitos.

Si un IOU ha mantenido una certificación de seguridad anual válida, en la medida en que se resuelva que es negligente, los reclamos serán reembolsables por el IOU al Fondo contra Incendios Forestales con un límite basado en la base de tarifas del IOU. El requisito total para reembolsar al Fondo contra Incendios Forestales durante un periodo de tres años naturales posteriores se limita al 20% de la porción de capital de la base de tasa de transmisión y distribución eléctrica de un IOU en el año en que se determine la prudencia. Con base en su base de tasas de 2020, el límite del pasivo para SDG&E es de aproximadamente \$950 millones de dólares, que se ajusta anualmente. El límite de responsabilidad se aplicará de manera continua por tres años en tanto se reciban futuras certificaciones anuales de seguridad y no se haya dado por terminado el Fondo contra Incendios Forestales, lo que podría ocurrir si se agotan los fondos. Los importes que excedan el límite del pasivo y los montos que se determine que se incurren prudentemente no necesitan reembolsarse por un IOU al Fondo contra Incendios Forestales. El Fondo contra Incendios Forestales no tiene un plazo especificado y la cobertura continuará hasta que se agoten los activos del Fondo contra Incendios Forestales y se dé por terminado el Fondo contra Incendios Forestales, en cuyo caso, los fondos restantes serán transferidos al fondo general de California para utilizarse en programas de mitigación del riesgo de incendio.

En junio de 2020, la CPUC aprobó el plan de mitigación de incendios forestales 2020 de SDG&E, que surte efectos hasta que la CPUC apruebe un nuevo plan. Además, el 14 de septiembre de 2020, SDG&E recibió su certificación de seguridad 2020 por parte de la División de Seguridad de Incendios Forestales de la CPUC. El certificado tiene una vigencia de 12 meses a partir de la fecha de emisión.

El Fondo contra Incendios Forestales se ha financiado inicialmente hasta \$10.5 mil millones de dólares por un préstamo del Fondo de Inversión de Dinero Excedente del Estado de California. El préstamo se financia a través de un bono DWR, el cual entró en vigor el 1 de octubre de 2020 y está bursealizado a través de un recargo destinado a las facturas de los contribuyentes atribuibles al DWR. En octubre de 2019, la CPUC adoptó una resolución por la que se autoriza un cobro no anulable por parte de los IOU para respaldar la emisión anticipada de bonos DWR autorizada por AB 1054. En la decisión de la CPUC también se determinó que los contribuyentes de las sociedades eléctricas no participantes no pagarán el cargo no anulable.

El Fondo contra Incendios Forestales también se ha financiado con la cantidad de \$7.5 mil millones de dólares de las aportaciones iniciales de los accionistas de los IOU (la participación de SDG&E fue de \$322.5 millones de dólares, la de PG&E fue de \$4.8 mil millones de dólares y la de Edison fue de \$2.4 mil millones de dólares). También se requiere que los IOU hagan aportaciones anuales de los accionistas al Fondo contra Incendios Forestales con un valor total de \$3 mil millones de dólares durante un periodo de 10 años a partir de 2019 (la participación de SDG&E es de \$129 millones de dólares, la de PG&E es de \$1.9 mil millones de dólares y la de Edison es de \$945 millones de dólares). Las aportaciones no están sujetas a recuperación de tasas.

En una reclamación presentada ante el Tribunal de Distrito de Estados Unidos para el Distrito Norte de California en julio de 2019, los actores pretenden invalidar la AB 1054 basándose en acusaciones de que la legislación viola la ley federal. Ese tribunal desestimó la reclamación y los actores solicitaron al Tribunal de Apelaciones de Estados Unidos que el Noveno Circuito revise la desestimación.



### **Activo y Obligación del Fondo contra incendios forestales**

En el tercer trimestre de 2019, SDG&E registró un activo del Fondo contra Incendios Forestales y una obligación relacionada de \$451.5 millones de dólares por su compromiso de hacer aportaciones de accionistas al Fondo contra Incendios Forestales, medido al valor actual al 25 de julio de 2019 (fecha en la que tanto Edison como SDG&E optaron por contribuir al Fondo contra Incendios Forestales). SDG&E pagó su aportación inicial de accionistas de \$322.5 millones de dólares al Fondo contra Incendios Forestales en septiembre de 2019. SDG&E financió esta aportación con ingresos procedentes de una aportación de capital de Sempra Energy. Sempra Energy financió la aportación de capital a SDG&E con ganancias provenientes de la liquidación de acuerdos de venta a plazo mediante entrega física de acciones ordinarias de Sempra Energy a cambio de efectivo, que mencionamos en la Nota 14. Edison pagó su aportación inicial al accionista en septiembre de 2019 y PG&E pagó su aportación inicial al accionista en julio de 2020 tras recibir la aprobación del tribunal de quiebras para participar en el Fondo contra Incendios Forestales. SDG&E espera realizar aportaciones anuales de los accionistas por \$12.9 millones de dólares hasta el 31 de diciembre de 2028. SDG&E aumenta el valor presente de la obligación del Fondo contra Incendios Forestales hasta que se el pasivo se liquide.

SDG&E está amortizando el activo del Fondo contra Incendios Forestales de forma lineal durante el período estimado del beneficio, según se ajustó para su uso por parte de los IOU. El período estimado de beneficio del activo Fondo contra Incendios Forestales es de 15 años y se basa en varios supuestos que incluyen, entre otros, a:

- experiencia histórica de incendios forestales de cada IOU en el Estado de California, incluida la frecuencia y severidad de los incendios forestales
- el valor del inmueble potencialmente dañado por incendios forestales
- la eficacia de los esfuerzos de mitigación del riesgo de incendios forestales por parte de cada IOU
- el límite de responsabilidad de cada IOU
- Niveles de determinación de prudencia de IOU
- Niveles de asignación jurisdiccional FERC
- niveles de cobertura de seguros

El uso de diferentes supuestos, o cambios en los supuestos utilizados, podría tener un impacto significativo en el período estimado de beneficio del activo del Fondo contra Incendios Forestales. SDG&E evalúa periódicamente el período estimado de beneficio del activo Fondo contra Incendios Forestales con base en la experiencia real y los cambios en estos supuestos. SDG&E podrá reconocer una reducción de su activo del Fondo contra Incendios Forestales y registrar un cargo contra ganancias en el periodo en que exista una reducción de la cobertura disponible debido a siniestros recuperables de cualquiera de los IOU participantes. Los reclamos de incendios forestales que son recuperables del Fondo contra Incendios Forestales, neto del reembolso anticipado o efectivo al Fondo de Incendios por parte del IOU responsable, disminuirían el activo del Fondo contra Incendios Forestales y la cobertura restante disponible. A pesar de que California experimentó algunos de los incendios forestales más grandes de su historia en 2020 (medidos por acres quemados), incluidos incendios en el territorio de servicio de cada IOU participante, SDG&E no tiene conocimiento de ninguna reclamación hecha por ninguna IOU participante que requiera una reducción del activo del Fondo contra Incendios Forestales al 31 de diciembre de 2020.



En el siguiente cuadro se resume la posición de los saldos relacionados con el Fondo contra Incendios Forestales en el Balance general consolidado de Sempra Energy y SDG&E y los Estados Consolidados de Resultados.

#### FONDO DE INCENDIOS FORESTALES

(En millones de dólares)

		Al 31 de diciembre de	
Posición		2020	2019
<b>Activo del Fondo contra incendios forestales:</b>			
Circulante	Otros Activos circulantes <sup>(1)</sup>	\$ 29	\$ 29
No circulante	Fondo contra incendios forestales	363	392
<b>Obligación del Fondo contra incendios forestales:</b>			
Circulante	Otros Pasivo circulante	\$ 13	\$ 13
No circulante	Créditos Diferidos y Otros	75	86
		Años terminados el 31 de diciembre	
		2020	2019
Amortización del activo del Fondo contra Incendios Forestales	Operación y Mantenimiento	\$ 29	\$ 12
Acreción de obligación del Fondo de Incendios	Operación y Mantenimiento	2	1

(1) Incluido en Gastos anticipados para SDG&E.

## IMPUESTOS

El gasto del impuesto incluye los impuestos circulantes y diferidos. Registramos los impuestos diferidos por diferencias temporales entre el libro y la base fiscal del activos y pasivos. Los créditos fiscales de inversión de años anteriores son amortizados a ingresos por parte de Empresas de Servicios Públicos de California sobre la vida útil estimada de los inmuebles según lo requiera la CPUC. Conforme el tratamiento contable regulatorio requerido para las diferencias temporales de flujo, Empresas de Servicios Públicos de California y Sempra México reconocen:

- activos reglamentarios para compensar los pasivos por impuestos diferidos si es probable que los montos los recuperarán los clientes; y
- pasivos reglamentarios para compensar activos del impuesto diferidos si es probable que los montos sean devueltos a los clientes.

Cuando hay incertidumbres relacionadas con los beneficios fiscales potenciales del impuesto para poder cumplir con los requisitos de reconocimiento, la posición que tomamos tiene que tener una mayor probabilidad de no ser sostenida (con base en los méritos técnicos de la posición) ante cualquier impugnación por parte de las autoridades respectivas. El término “mayor probabilidad” significa una probabilidad de más del 50%. De lo contrario, es posible que no reconozcamos ninguno de los beneficios fiscales potenciales asociados a la posición. Reconocemos un beneficio para una posición fiscal que cumpla con el criterio de mayor probabilidad en la mayor cantidad de beneficio fiscal que es mayor al 50% de probabilidad de realizarse una vez que se emita una resolución favorable.

Los beneficios fiscales no reconocidos del impuesto implican el criterio de la dirección general respecto a la probabilidad de que el beneficio sea sostenido. La resolución definitiva de las posiciones fiscales inciertas podría dar lugar a ajustes a los montos registrados y puede afectar a nuestro ETR.

Acumulamos el impuesto en la medida en que pretendemos repatriar efectivo a Estados Unidos de nuestras continuas operaciones internacionales. Actualmente no registramos impuestos diferidos para otras diferencias de base entre los estados financieros y los montos de inversión en impuestos en afiliadas no estadounidenses en la medida en que las ganancias acumuladas no distribuidas relacionadas sean reinvertidas indefinidamente. Reconocemos el gasto del impuesto por diferencias de base relacionadas con ingresos intangibles globales de baja tributación como costo de período cuando se incurra en el mismo.

Proporcionamos información adicional sobre los impuestos en la Nota 8.





## **DERECHOS Y OBLIGACIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO**

Empresas de Servicios Públicos de California, Sempra México y Sempra LNG están obligados por AB 32 a adquirir reservas de GEI por cada tonelada métrica de equivalente de dióxido de carbono emitida a la atmósfera durante la generación eléctrica y el transporte de gas natural. En las Empresas de Servicios Públicos de California muchos subsidios de GEI se nos asignan en nombre de nuestros clientes sin costo alguno. Registramos los subsidios de GEI adquiridos y asignados al menor costo o mercado promedio ponderado. Medimos la obligación de cumplimiento, que se basa en las emisiones, en el valor contable de los subsidios más el valor razonable de los subsidios adicionales necesarios para cumplir con la obligación. Empresas de Servicios Públicos de California equilibra los costos e ingresos asociados al programa de GEI a través de cuentas de balance regulatorio. Sempra México y Sempra LNG registran el costo de las obligaciones de GEI en costo de ventas. Eliminamos los activos y pasivos de los balances a medida que se presentaron los subsidios.

## **CERTIFICADOS DE ENERGÍAS RENOVABLES (CER)**

Los CER son derechos de energía establecidos por organismos gubernamentales para la promoción ambiental y social de la generación de electricidad renovable. Un CER, y sus atributos y beneficios asociados, se pueden vender por separado de la electricidad física subyacente asociada a una fuente de generación basada en energías renovables en ciertos mercados.

Los vendedores al menudeo de electricidad obtienen CER a través de CCE (PPA) de energía renovable, generación interna o compras separadas en el mercado para cumplir con el Programa RPS establecido por las dependencias gubernamentales. Los CER proporcionan documentación para la generación de una unidad de energía renovable que se utiliza para verificar el cumplimiento del Programa RPS. El costo de los CER en SDG&E, que es recuperable en tarifas, se registra en el Costo del Combustible Eléctrico y la Energía Eléctrica Comprada en los Estados Consolidados de Resultados.

## **PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO**

El PP&E se registra a costo y representa principalmente los edificios, equipos y otras instalaciones que utilizan las Empresas de Servicios Públicos de California para prestar servicios de gas natural y electricidad, y por los negocios de Sempra Global en sus operaciones, incluidos los trabajos de construcción en curso. PP&E también incluye mejoras de arrendamiento y otros equipos en la Empresa Matriz y en Otras. Nuestros costos de planta incluyen mano de obra, materiales y servicios contractuales y gastos por piezas de repuesto en los que se incurrió durante una interrupción de mantenimiento importante de una planta. Además, el costo de la planta de servicios públicos en nuestros negocios que se rigen por tarifas y el PP&E que se rige por proyectos que cumplen con los requisitos contables reglamentarios de los U.S. GAAP incluyen el AFUDC. El costo de PP&E incluye intereses capitalizados. Los costos de mantenimiento se gastan en la forma en que incurren. El costo de la mayoría de los activos de planta de servicios públicos depreciables retirados menos valor de rescate se carga a la depreciación acumulada.

Mencionamos los activos afectados en garantía para cierto endeudamiento en la Nota 7.





# PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO POR CATEGORÍA FUNCIONAL PRINCIPAL

<div>(En millones de dólares) PERITO TRADUCCION Acuerdo 29-01-2018</div>		Al 31 de diciembre de		Tasas de depreciación por años terminaron		
				Al 31 de diciembre de		
		2020	2019	2020	2019	2018
SDG&E:						
Operaciones de gas natural	\$	2,805	\$ 2,534	2.51 %	2.47 %	2.44 %
Distribución eléctrica		8,592	7,985	3.90	3.94	3.91
Transmisión eléctrica <sup>(1)</sup>		7,156	6,577	3.10	2.79	2.76
Generación eléctrica		2,440	2,415	4.56	4.50	4.12
Otro eléctrico		1,743	1,492	6.92	6.61	6.43
Trabajos de construcción en curso <sup>(1)</sup>		1,700	1,501	NA	NA	NA
Total SDG&E		24,436	22,504			
SoCalGas:						
Operaciones de gas natural		19,961	18,370	3.63	3.60	3.60
Otros servicios no públicos		45	34	3.80	5.08	5.39
Trabajos de construcción en curso		1,174	958	NA	NA	NA
Total SoCalGas		21,180	19,362			
				Vida útil promedio ponderada		
Otras unidades operativas y principales <sup>(2)</sup> :				Estimación de vidas útiles		
Terreno y derechos de tierra		283	278	16 a 50 años <sup>(3)</sup>		31
Maquinaria y equipo:						
Plantas generadoras		1,288	1,154	De 11 a 25 años		22
Terminales de LNG		1,138	1,134	43 años		43
Tuberías y almacenamiento		3,482	3,596	De 5 a 50 años		44
Otros		359	180	De 1 a 50 años		14
Trabajos de construcción en curso		1,514	895	NA		NA
Otros		248	226	De 4 a 50 años		23
		8,312	7,463			
Total Sempra Energy Consolidado	\$	53,928	\$ 49,329			

(1) Al 31 de diciembre de 2020, incluye \$505 millones de dólares en activos de transmisión eléctrica y \$9 millones de dólares en trabajos de construcción en curso relacionados con el interés del 60% de SDG&E en la línea de transmisión Southwest Overlink, propiedad conjunta de SDG&E con otras empresas de servicios públicos. SDG&E, y cada uno de los otros propietarios, tiene su interés indiviso como arrendatario en común en el inmueble. Cada propietario es responsable de su parte del proyecto y participa en las decisiones relativas a operaciones y gastos de capital. La participación de SDG&E en los gastos operativos está incluida en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy y SDG&E.

(2) Incluye \$191 millones de dólares y \$178 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, de planta de servicios públicos, principalmente ductos y otros activos de distribución en Fuego.

(3) Las vidas útiles estimadas son para los derechos de terreno.



El gasto de depreciación se calcula utilizando el método de línea recta a lo largo de la vida útil compuesta estimada del activo, el periodo prescrito por la CPUC para las Empresas de Servicios Públicos de California, o el plazo restante de los arrendamientos del sitio, lo que sea más corto.

#### GASTO DE DEPRECIACIÓN

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Sempra Energy Consolidado	\$ 1,646	\$ 1,551	\$ 1,470
SDG&E	797	757	686
SoCalGas	649	598	553

#### DEPRECIACIÓN ACUMULADA Y AMORTIZACIÓN

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>SDG&amp;E:</b>		
Depreciación acumulada:		
Operaciones de gas natural	\$ 870	\$ 832
Transmisión, distribución y generación eléctrica <sup>(1)</sup>	5,145	4,705
Total SDG&E	6,015	5,537
<b>SoCalGas:</b>		
Depreciación acumulada:		
Operaciones de gas natural	6,422	6,023
Otros no utilidades	15	15
Total SoCalGas	6,437	6,038
<b>Otras unidades operativas y principales y demás:</b>		
Depreciación acumulada — otro <sup>(2)</sup>	1,473	1,302
<b>Total Sempra Energy Consolidado</b>	<b>\$ 13,925</b>	<b>\$ 12,877</b>

(1) Incluye \$277 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 relacionados con el interés del 88% de SDG&E en la línea de transmisión Southwest Powerlink, propiedad conjunta de SDG&E y otras utilidades.

(2) Incluye \$51 millones de dólares y \$49 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, de depreciación acumulada para planta de servicios públicos en Ecogas.

Las Empresas de Servicios Públicos de California financian sus proyectos de construcción con fondos de deuda y capital social. La CPUC y la FERC permiten la recuperación del costo de estos fondos por la capitalización del AFUDC, calculada utilizando tasas autorizadas por la CPUC y la FERC, como componente de costo de PP&E. Las Empresas de Servicios Públicos de California ganan un rendimiento sobre la AFUDC capitalizada después de que el inmueble de servicios públicos sea puesto en servicio y se recupere el AFUDC de sus clientes sobre la esperada vida útil de los activos.

Los proyectos de ductos actualmente en construcción por Sempra México que están sujetos a cierta reglamentación y que cumplen con los requisitos contables reglamentarios de los U.S. GAAP registran el impacto del AFUDC.

Capitalizamos los costos de intereses incurridos para financiar proyectos de capital e intereses en inversiones de método de participación que no hayan iniciado operaciones principales planificadas.

En el siguiente cuadro se resume el interés capitalizado y el AFUDC

#### COSTOS DE FINANCIAMIENTO CAPITALIZADOS

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Sempra Energy Consolidado	\$ 202	\$ 183	\$ 193
SDG&E	104	75	82
SoCalGas	55	47	48



## CRÉDITO MERCANTIL Y OTROS ACTIVOS INTANGIBLES

El crédito mercantil es el exceso del precio de compra sobre el valor razonable de los activos netos identificables de las empresas adquiridas medidos en el momento de la adquisición. El crédito mercantil no se amortiza, pero lo evaluamos por deterioro de forma anual el 1 de octubre o siempre que los eventos o cambios en las circunstancias necesiten una evaluación. Si el valor en libros de la unidad declarante, incluido el crédito mercantil, excede su valor razonable, registramos una pérdida por deterioro del crédito mercantil como el exceso del importe en libros de una unidad informante sobre su valor razonable, para no exceder el importe en libros del crédito mercantil.

Para nuestra prueba anual de deterioro del crédito mercantil, conforme al lineamiento actual de los U.S. GAAP tenemos la opción de hacer primero una evaluación cualitativa sobre si es probable que el valor razonable de una unidad informadora sea menor que su importe en libros antes de aplicar la prueba de deterioro del crédito mercantil cuantitativo. Si elegimos realizar la evaluación cualitativa, evaluamos eventos y circunstancias relevantes, incluidas entre otras, las condiciones macroeconómicas, consideraciones de la industria y el mercado, factores de costo, cambios en el personal clave y el desempeño financiero general de la unidad informadora. Si, después de evaluar estos factores cualitativos, determinamos que es probable que el valor razonable de una unidad informadora sea menor que su importe en libros, entonces realizamos la prueba de deterioro cuantitativo del crédito mercantil. Si, después de realizar la prueba de deterioro cuantitativo del crédito mercantil, determinamos que se deteriora el crédito mercantil, registramos el importe del deterioro del crédito mercantil como el exceso del importe en libros de una unidad informante sobre su valor razonable, para no exceder el importe en libros del crédito mercantil.

El crédito mercantil por \$1,602 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019 se relaciona con las adquisiciones 2016 de IEnova Pipelines y las instalaciones de generación de energía eólica Ventika en Sempra México.

### Otros Activos Intangibles

Otros Activos Intangibles incluidos en el Balance General Consolidado de Sempra Energy son los siguientes:

OTROS ACTIVOS INTANGIBLES				
(En millones de dólares)				
	Periodo de amortización (años)	Al 31 de diciembre de		
		2020	2019	
Permiso de transmisión y consumo de energía renovable	19	\$ 154	\$ 154	
Acuerdo O&M	23	66	66	
Otros	De 10 años a indefinido	30	30	
		250	250	
Menos amortización acumulada:				
Permiso de transmisión y consumo de energía renovable		(32)	(24)	
Acuerdo O&M		(9)	(6)	
Otros		(7)	(7)	
		(48)	(37)	
		\$ 202	\$ 213	

Otros Activos Intangibles al 31 de diciembre de 2020 incluyen principalmente:

- un permiso de transmisión y consumo de energía renovable otorgado previamente por la CRE que se adquirió en relación con la adquisición de las instalaciones de generación de energía eólica Ventika; y
- un acuerdo favorable de O&M adquirido en relación con la adquisición de DEN.

Los activos intangibles sujetos a amortización se amortizan a lo largo de su vida útil estimada. El gasto de amortización para activos intangibles en 2020, 2019 y 2018 fue de \$11 millones de dólares, \$11 millones de dólares y \$16 millones de dólares, respectivamente. Estimamos que el gasto de amortización para los próximos cinco años será de \$12 millones de dólares anuales.





## ACTIVOS DE LARGA DURACIÓN

Evaluamos la recuperación de activos de larga duración siempre que se hayan producido eventos o cambios en las circunstancias que puedan afectar la recuperabilidad o la vida útil estimada de activos de larga duración. Los activos de larga duración incluyen los activos intangibles sujetos a amortización, pero no incluyen las inversiones en entidades no consolidadas. Un activo de larga duración puede verse deteriorado cuando los flujos de efectivo futuros no descontados estimados sean menores que el importe en libros del activo. Si esa comparación indica que el valor en libros del activo puede no ser recuperable, el deterioro se mide con base en la diferencia entre el importe en libros y el valor razonable del activo. Esta evaluación se realiza en el nivel más bajo para el cual existen flujos de efectivo identificables por separado.

## ENTIDADES DE INTERÉS VARIABLE

Consolidamos una VIE si somos el principal beneficiario de la VIE. Nuestra determinación de si somos el principal beneficiario se basa en análisis cualitativos y cuantitativos, que evalúan:

- el propósito y diseño de la VIE;
- la naturaleza de los riesgos de la VIE y los riesgos que absorbimos;
- la facultad de dirigir las actividades que impacten de manera más significativa el desempeño económico de la VIE; y
- la obligación de absorber pérdidas o el derecho a recibir prestaciones que pudieran ser significativas para la VIE.

Seguiremos evaluando nuestras VIE para cualquier cambio que pueda impactar nuestra determinación de si una entidad es una VIE y si somos el principal beneficiario.

## SDG&E

La adquisición de energía de SDG&E está sujeta a requisitos de confiabilidad que pueden requerir que SDG&E ingrese a diversos PPAs que incluyen intereses variables. SDG&E evalúa a las entidades respectivas para determinar si existen intereses variables y, con base en los análisis cualitativos y cuantitativos descritos anteriormente, si SDG&E, y con ello Sempra Energy, es el principal beneficiario.

SDG&E cuenta con acuerdos en virtud de los cuales adquiere energía generada por instalaciones para las cuales suministra todo el gas natural para alimentar la central eléctrica (es decir, Contratos de renta de plantas generadora de electricidad contratos de renta de plantas generadora de electricidad). La obligación de SDG&E de absorber los costos del gas natural puede ser un interés variable significativo. Además, SDG&E tiene la facultad de dirigir el despacho de la electricidad generada por estas instalaciones. A partir de nuestro análisis, la capacidad de dirigir el despacho de electricidad puede tener el impacto más significativo en el desempeño económico de la entidad propietaria de la instalación generadora por el riesgo relacionado al costo del gas natural que alimenta las plantas, y el valor de la electricidad producida. En la medida en que SDG&E (1) está obligada a comprar y proporcionar combustible para operar la instalación, (2) tiene la facultad de dirigir el despacho, y (3) compra toda la producción de la instalación por una parte sustancial de la vida útil de la instalación, SDG&E puede ser el principal beneficiario de la entidad propietaria de la instalación generadora. SDG&E determina si es el principal beneficiario en estos casos con base en un enfoque cualitativo en el que considera las características operativas de la instalación, incluida su producción de generación de energía esperada en relación con su capacidad de generación y la estructura financiera de la entidad, entre otros factores. Si SDG&E determina que es el principal beneficiario, SDG&E y Sempra Energy consolidan la entidad propietaria de la instalación como VIE.

Además de los contratos de renta de plantas generadora de electricidad, otros intereses variables implican diversos elementos de costos de combustible y energía y otros componentes de flujos de efectivo que se espera que sean pagados o recibidos por nuestras contrapartes. En la mayoría de estos casos, la expectativa de variabilidad no es sustancial, y SDG&E generalmente no tiene la facultad de dirigir actividades, incluidas las actividades de operación y mantenimiento de la instalación generadora que impacten de manera más significativa en el desempeño económico de las demás VIE. Si nuestra evaluación en curso de estas VIE llegara a la conclusión de que SDG&E se convierte en el principal beneficiario y la consolidación por SDG&E se hace necesaria, los efectos podrían ser significativos para la posición financiera y la liquidez de SDG&E y Sempra Energy.





SDG&E determinó que ninguno de sus PPAs y de los contratos de renta de plantas generadora de electricidad dio como resultado que SDG&E fuera el principal beneficiario de una VIE al 31 de diciembre de 2020 y 2019. Los PPAs y los contratos de renta de plantas generadora de electricidad que se relacionan con la participación de SDG&E con la VIE se contabilizan principalmente como arrendamientos financieros. Los valores en libros del activo y pasivo en virtud de estos contratos se incluyen en PP&E y en pasivos de arrendamiento financiero con saldos de \$1,237 millones de dólares y \$1,255 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente. SDG&E recupera los costos incurridos en los PPA, los contratos de renta de plantas generadora de electricidad y otros intereses variables a través de planes de adquisición de energía a largo plazo aprobados por la CPUC. SDG&E no tiene ningún interés residual en las entidades respectivas y no ha proporcionado ni garantizado ningún apoyo de deuda o capital social, acuerdos de liquidez, garantías de cumplimiento u otros compromisos asociados a estos contratos distintos de los compromisos de compra descritos en la Nota 16. En consecuencia, el riesgo potencial de SDG&E a la pérdida por su interés variable en estos VIE no es significativa.

#### *Otay Mesa VIE*

Al 3 de octubre de 2019, SDG&E celebró un contrato de renta de plantas generadora de electricidad para adquirir energía generada en OMEC, una instalación generadora de 605-MW propiedad de OMEC LLC, que es un VIE al que nos referimos como Otay Mesa VIE. SDG&E determinó que era el principal beneficiario de Otay Mesa VIE, y por lo tanto, SDG&E y Sempra Energy consolidaron a Otay Mesa VIE. El 23 de agosto de 2019, SDG&E y OMEC LLC celebraron un contrato modificadorio de capacidad de adecuación de recursos que dio como resultado que SDG&E y Sempra Energy desconsolidaran a Otay Mesa VIE. No se reconoció ninguna ganancia o pérdida al desconsolidar.

#### *Sempra Texas Utilities*

Nuestro 100% de participación en Oncor Holdings es una VIE que posee una participación de 80.25% en Oncor. Sempra Energy no es la principal beneficiaria del VIE por las medidas estructurales y de protección y gobernabilidades vigentes que nos impiden tener la facultad de dirigir las actividades significativas de Oncor Holdings. En consecuencia, no consolidamos Oncor Holdings y en su lugar damos cuenta de nuestra participación social como una inversión bajo el método de participación. Consulte las Notas 5 y 6 para obtener información adicional sobre nuestra inversión bajo el método de participación en Oncor Holdings y restricciones a nuestra capacidad para influir en sus actividades. Nuestro riesgo máximo a la pérdida, que fluctúa con el tiempo, de nuestra participación en Oncor Holdings no supera el valor contable de nuestra inversión, que fue de \$12,440 millones de dólares y \$11,519 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

#### *Sempra México*

Los negocios de Sempra México también celebran acuerdos que podrían incluir intereses variables. Evaluamos estos acuerdos y entidades aplicables con base en los análisis cualitativos y cuantitativos descritos anteriormente. Ciertas de estas entidades son empresas de servicios o proyectos que son VIE porque el patrimonio total en riesgo no es suficiente para que las entidades financien sus actividades sin apoyo financiero subordinado adicional. Como principal beneficiario de estas empresas, las consolidamos. Al 31 de diciembre de 2019, Sempra México consolidó tal VIE con activos por un total aproximado de \$126 millones de dólares, los cuales consistieron principalmente en PP&E y otros activos a largo plazo.

#### *Sempra LNG*

##### *Cameron LNG JV*

Cameron LNG JV es una VIE debido fundamentalmente a disposiciones contractuales que transfieren ciertos riesgos a los clientes. Sempra Energy no es el principal beneficiario de la VIE porque no tenemos la facultad de dirigir las actividades más significativas de Cameron LNG JV, incluidas las actividades de producción y operación y mantenimiento de LNG en la instalación de licuefacción. Por ello, contabilizamos nuestra inversión en Cameron LNG JV conforme al método de participación. El valor contable de nuestra inversión, incluidos montos reconocidos en AOCI relacionados con coberturas del flujo de efectivo de las tasas de interés en Cameron LNG JV fue de \$433 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y \$1,256 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019. Nuestro riesgo máximo a la pérdida, que fluctúa con el tiempo, incluye el valor contable de nuestra inversión y garantías que mencionamos mencionamos en la Nota 6.



Segundo que mencionamos en la Nota 6, en julio de 2020, Sempra Energy celebró un Acuerdo de Apoyo en beneficio del CFIN, que es una VIE. Dado que no tenemos la facultad de dirigir las actividades más significativas de la VIE, no somos el principal beneficiario. Las obligaciones condicionales del Acuerdo de Apoyo representan un interés variable que medimos a valor razonable en un esquema recurrente (véase Nota 12). El riesgo máximo a la pérdida de Sempra Energy en los términos del Acuerdo de Apoyo es de \$970 millones de dólares.

#### *ECA LNG Fase 1*

ECA LNG Fase 1 es una VIE porque su capital contable total en riesgo no es suficiente para financiar sus actividades sin apoyo financiero subordinado adicional. Esperamos que la Fase 1 de ECA LNG requiera futuras aportaciones de capital u otro apoyo financiero para financiar la construcción de la instalación. Sempra Energy es la principal beneficiaria de la VIE porque tenemos la facultad de dirigir las actividades de desarrollo relacionadas con la construcción de la instalación, que consideramos como las actividades más significativas de ECA LNG Fase 1 durante la fase de construcción del proyecto. En consecuencia, consolidamos ECA LNG Fase 1. Al 31 de diciembre de 2020, Sempra LNG consolidó \$207 millones de activos, que consisten principalmente en PP&E, atribuibles a ECA LNG Fase 1 que podrían utilizarse únicamente para liquidar obligaciones de la VIE y que no están disponibles para liquidar obligaciones de Sempra Energy y \$49 millones de pasivos, que se integran principalmente de cuentas por pagar, atribuibles a ECA LNG Fase 1 para las cuales los acreedores no tienen tendrían que recurrir al crédito general de Sempra Energy. Adicionalmente, como mencionamos en la Nota 7, Sempra Energy, IEnova y TOTAL SE han proporcionado garantías para la facilidad de préstamo con base en su respectiva o participación social proporcional en ECA LNG Fase 1.

#### **OBLIGACIONES DE RETIRO DE ACTIVOS (ARO)**

Para activos tangibles de larga duración, registramos ARO por el valor presente de los pasivos de costos futuros que se espera incurrir cuando se retiren activos del servicio, si se requiere legalmente el proceso de retiro y si se puede hacer una estimación razonable del valor razonable. También registramos un pasivo si existe una obligación legal de realizar un retiro de activos y se puede estimar razonablemente, pero el cumplimiento está condicionado a un evento futuro. Registramos el costo estimado del retiro por la duración del activo relacionado al depreciar el costo de retiro del activo (medido como el valor presente de la obligación en el momento en que el activo se pone en servicio), y al aumentar la obligación hasta que se liquide el pasivo. Nuestras entidades reglamentadas por las normas, incluidas las de las Empresas de Servicios Públicos de California registran activos o pasivos reglamentarios como resultado de la diferencia de tiempo entre el reconocimiento de costos de acuerdo con los U.S. GAAP y los costos recuperados a través del proceso de fijación de tarifas.

Tenemos registrados ARO relacionados con diversos activos, entre ellos:

##### *SDG&E y SoCalGas*

- tanques de combustible y almacenamiento
- sistemas de transmisión y distribución de gas natural
- instalaciones de almacenamiento de residuos peligrosos
- materiales de construcción que contienen asbestos

##### *SDG&E*

- instalaciones de energía nuclear
- sistemas de transmisión y distribución eléctrica
- sistemas de almacenamiento de energía
- centrales de generación de energía



- instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural y pozos
- instalaciones de gas natural
- sistemas de transporte y distribución de gas natural
- centrales de generación de energía
- Instalaciones de LNG
- Terminal de GLP

Los cambios en los ARO son los siguientes:

#### CAMBIOS EN OBLIGACIONES DE RETIRO DE ACTIVOS

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado		SDG&E		SoCalGas	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Saldo al 1 de enero <sup>(1)</sup>	\$ 3,083	\$ 2,972	\$ 866	\$ 874	\$ 2,177	\$ 2,063
Gasto acumulado	127	123	39	39	86	81
Pasivos incurridos	2	2	—	—	—	—
Desconsolidación	—	(2)	—	(2)	—	—
Pagos	(63)	(46)	(60)	(44)	(2)	(2)
Revisiones	140	34	31	(1)	107	35
Saldo al 31 de diciembre <sup>(1)</sup>	\$ 3,289	\$ 3,083	\$ 876	\$ 866	\$ 2,368	\$ 2,177

(1) La porción circulante del ARO para Sempra Energy Consolidado se incluye en Otros Pasivo circulante en el Balance General Consolidado.

#### CONTINGENCIAS

Acumulamos pérdidas por los impactos estimados de diversas condiciones, situaciones o circunstancias que implican resultados inciertos. Para contingencias de pérdida, devengamos la pérdida si se ha producido un suceso en fecha del balance o antes de la misma y:

- la información disponible hasta la fecha en que presentamos nuestros estados financieros indica que es probable que se haya incurrido en una pérdida, dada la probabilidad de eventos futuros inciertos; y
- el monto de la pérdida puede estimarse razonablemente.

No devengamos contingencias que puedan resultar en ganancias. Evaluamos continuamente contingencias por reclamos de litigio, reparación ambiental y otros eventos.

#### HONORARIOS DE ABOGADOS

Los honorarios de abogados que se asocian a un hecho pasado por el que se ha registrado un pasivo se acumulan cuando es probable que también se incurran en honorarios y se estiman los montos.



## UTILIDADES INTEGRALES

Las utilidades integrales incluyen todos los cambios en el capital contable de una empresa (excepto los resultantes de las inversiones de los propietarios y distribuciones a los propietarios), incluidos:

- ajustes por conversión de divisas
- ciertas actividades de cobertura
- cambios en la ganancia o pérdida actuarial neta no amortizada y costo del servicio previo relacionado con planes de pensiones y otros planes de prestaciones posteriores a la jubilación
- ganancias o pérdidas no realizadas en valores disponibles para la venta

En los Estados Consolidados de Utilidades Integrales (Pérdidas) se muestran los cambios en los componentes de la OCI, incluidos los montos atribuibles al NCI. En los cuadros siguientes se presentan los cambios en AOCI por componente y montos reclasificados fuera de AOCI a utilidad neta, excluidos los montos atribuibles al NCI:





# CAMBIOS EN OTRAS UTILIDADES INTEGRALES ACUMULADOS (PÉRDIDAS) POR COMPONENTE <sup>(1)</sup>

En millones de dólares

**Carolina Yépez Roldán**  
PERITO TRADUCTORA  
Acuerdo

Sempre Energy Consolidado <sup>(2)</sup>:

Saldo al 31 de diciembre de 2017

Aplicación de ASU 2017-12

OCI ante reclasificaciones

Montos reclasificados de AOCI

Neto OCI

Saldo al 31 de diciembre de 2018

Aplicación de ASU 2018-02

OCI antes de reclasificaciones <sup>(3)</sup>

Montos reclasificados de AOCI <sup>(3)</sup>

Neto OCI

Saldo al 31 de diciembre de 2019

OCI antes de reclasificaciones <sup>(3)</sup>

Montos reclasificados de AOCI <sup>(3)</sup>

OCI neto <sup>(4)</sup>

Saldo al 31 de diciembre de 2020

SDG&E:

Saldo al 31 de diciembre de 2017

OCI ante reclasificaciones

Montos reclasificados de AOCI

Neto OCI

Saldo al 31 de diciembre de 2018

Aplicación de ASU 2018-02

OCI ante reclasificaciones

Montos reclasificados de AOCI

Neto OCI

Saldo al 31 de diciembre de 2019

OCI antes de reclasificaciones <sup>(3)</sup>

Montos reclasificados de AOCI <sup>(3)</sup>

Neto OCI

Saldo al 31 de diciembre de 2020

SoCalGas:

Saldo al 31 de diciembre de 2017

OCI ante reclasificaciones

Montos reclasificados de AOCI

Neto OCI

Saldo al 31 de diciembre de 2018

Aplicación de ASU 2018-02

OCI antes de reclasificaciones <sup>(3)</sup>

Montos reclasificados de AOCI <sup>(3)</sup>

Neto OCI

Saldo al 31 de diciembre de 2019

OCI antes de reclasificaciones <sup>(3)</sup>

Montos reclasificados de AOCI

Neto OCI

Saldo al 31 de diciembre de 2020

Ajuste por conversión de divisas	Instrumentos financieros	Plan de pensiones y otras prestaciones posteriores a la	Total de otras utilidades integrales acumuladas (pérdidas)
\$ (420)	\$ (122)	\$ (84)	\$ (626)
—	(3)	—	(3)
(144)	40	(52)	(156)
—	3	18	21
(144)	43	(34)	(135)
(564)	(82)	(118)	(764)
—	(25)	(17)	(42)
(43)	(116)	(18)	(177)
—	8	36	44
(43)	(108)	18	(133)
(607)	(215)	(117)	(939)
(102)	(163)	(26)	(291)
645	47	38	730
543	(116)	12	439
\$ (64)	\$ (331)	\$ (105)	\$ (500)
		\$ (8)	\$ (8)
		(6)	(6)
		4	4
		(2)	(2)
		(10)	(10)
		(2)	(2)
		(5)	(5)
		1	1
		(4)	(4)
		(16)	(16)
		(4)	(4)
		10	10
		6	6
		\$ (10)	\$ (10)
	\$ (13)	\$ (8)	\$ (21)
	—	(1)	(1)
	1	1	2
	1	—	1
	(12)	(8)	(20)
	(2)	(2)	(4)
	—	(4)	(4)
	1	4	5
	1	—	1
	(13)	(10)	(23)
	—	(10)	(10)
	—	2	2
	—	(8)	(8)
	\$ (13)	\$ (18)	\$ (31)

(1) Todos los montos son netos del impuesto sobre la renta, si están sujetos a impuestos, y excluyen al NCI.

(2) Incluye las operaciones discontinuas.

(3) Plan de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación y total de AOCI incluyen \$6 millones de dólares en transferencias de pasivos de SDG&E a SoCalGas y \$3 millones de dólares en transferencias de pasivos de SDG&E a Sempra Energy en 2020 y \$4 millones de dólares en transferencias de pasivos de SoCalGas a Sempra Energy en 2019 relacionadas con los planes de pensiones no calificados.

(4) Total de AOCI incluye \$4 millones de dólares de ajustes por recomputación de dividendos y \$2 millones de dólares de instrumentos financieros relacionados a compañías del NCI, que mencionamos a continuación en "Otra Participación no controladora — Sempra México", y que no impacta el estado consolidado de utilidades integrales acumuladas (Pérdidas).

RECLASIFICACIONES FUERA DE OTRAS UTILIDADES INTEGRALES ACUMULADAS (PÉRDIDA) OTRAS UTILIDADES INTEGRALES

Montos reclasificados de otras utilidades integrales acumuladas (pérdidas)			Línea de partida afectada en Estados Consolidados de Resultados
Ejercicios terminados el 31 de diciembre			
2020	2019	2018	
Ajustes por conversión de divisas			Ingresos por Operaciones Discontinuas, Neto del Impuesto sobre la Renta
\$ 645	\$ —	\$ —	
Instrumentos financieros:			
Instrumentos de tasa de interés	\$ —	\$ 10	\$ 9 (Pérdida) Utilidad por venta de activos
Instrumentos de tasa de interés <sup>(1)</sup>	10	3	1 Gasto por intereses
Instrumentos de tasa de interés	46	3	9 Participación en resultados
Instrumentos cambiarios	(1)	2	(1) Ingresos: Negocios Relacionados con la energía
Tasa de interés e instrumentos cambiarios	1	—	(1) Gasto por intereses
	11	(9)	(2) Otros (Gastos) Ingresos, Netos
Instrumentos cambiarios	—	2	(2) Participación en resultado
Total antes del impuesto sobre la renta	67	11	13
	(19)	(2)	(4) Gastos (ingresos) por impuesto sobre la rentaGastos
Neto del impuesto sobre la renta	48	9	9
	(1)	(1)	(6) Ganancias atribuibles a participaciones no controladoras
\$ 47	\$ 8	\$ 3	
Pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación			
Amortización de pérdida actuarial	\$ 8	\$ 12	\$ 11 Otros (Gastos) Ingresos, Netos
Amortización de pérdida actuarial	6	1	1 Ingresos por Operaciones Discontinuas, Neto del Impuesto sobre la Renta
Amortización del costo del servicio previo	4	3	2 Otros (Gastos) Ingresos, Netos
Cargos de liquidación	22	28	12 Otros (Gastos) Ingresos, Netos
Total antes del impuesto sobre la renta	40	44	26
	(2)	—	— Ingresos por Operaciones Discontinuas, Neto del Impuesto sobre la Renta
	(9)	(12)	(8) Gastos (ingresos) por impuesto sobre la rentaGastos
Neto del impuesto sobre la renta	\$ 29	\$ 32	\$ 18
Total de reclasificaciones para el periodo, neto de impuestos	\$ 721	\$ 40	\$ 21
SDG&E:			
Instrumentos financieros:			
Instrumentos de tipos de interés <sup>(1)</sup>	\$ —	\$ 3	\$ 7 Gasto por intereses
	—	(3)	(7) Utilidades atribuibles a participación no controladora
\$ —	\$ —	\$ —	
Pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación <sup>(2)</sup> :			
Amortización de pérdida actuarial	\$ 1	\$ —	\$ 1 Otros Ingresos, Netos
Amortización del costo del servicio previo	1	1	— Otros Ingresos, Netos
Cargos de liquidación	—	—	4 Otros Ingresos, Netos
Total antes del impuesto sobre la renta	2	1	5
	(1)	—	(1) Gasto del impuesto sobre la renta
Neto del impuesto sobre la renta	\$ 1	\$ 1	\$ 4
Total de reclasificaciones para el periodo, neto de impuestos	\$ 1	\$ 1	\$ 4
SoCalGas:			
Instrumentos financieros:			
Instrumentos de tasa de interés	\$ —	\$ 1	\$ 1 Gasto por intereses
Pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación <sup>(2)</sup> :			
Amortización de pérdida actuarial	\$ 1	\$ 1	\$ — Otros (Gastos) Ingresos, Netos
Amortización del costo del servicio previo	1	—	1 Otros (Gastos) Ingresos, Netos
Total antes del impuesto sobre la renta	2	1	1
	—	(1)	— Gasto del impuesto sobre la renta
Neto del impuesto sobre la renta	\$ 2	\$ —	\$ 1
Total de reclasificaciones para el periodo, neto de impuestos	\$ 2	\$ 1	\$ 2

(1) Montos en 2019 y 2018 incluyen a Otay Mesa VIE. Toda la actividad derivada de tasas de interés de SDG&E se relaciona con Otay Mesa VIE.

(2) Los montos se incluyen en el cómputo del costo neto del beneficio periódico (véase "Costo Periódico Neto del Beneficio" en la Nota 9).



## **PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA**

La participación social en una entidad consolidada de tenedores propietarios no consolidados se contabiliza y se reportan como NCI.

### ***Acciones preferentes de SoCalGas***

Las Acciones preferentes en SoCalGas se presenta en Sempra Energy como NCI. Sempra Energy registra cargos contra ingresos relacionados con el NCI por dividendos preferentes declarados por SoCalGas. Proporcionamos información adicional con respecto a las acciones preferentes de SoCalGas en la Nota 13.

### ***Otra Participación no controladora***

#### ***SDG&E***

Según mencionamos anteriormente en “Entidades de Interés Variable”, en agosto de 2019, SDG&E y Sempra Energy desconsolidaron a Otay Mesa VIE luego de que SDG&E determinara que ya no era el principal beneficiario del VIE.

#### ***Sempra México***

El 2 de diciembre de 2020, anunciamos una oferta no vinculante para adquirir hasta el 100% de las acciones públicas de IEnova a cambio de acciones de nuestras acciones ordinarias a una proporción cambiaria de 0.0313 acciones de nuestras acciones ordinarias por cada una de las acciones ordinarias de IEnova. Esta proporción cambiaria no es vinculante y sigue sujeto a la aprobación del Consejo de Administración de Sempra Energy. Esperamos completar esta operación en el segundo trimestre de 2021, sujeto a la autorización de la SEC, CNBV y Bolsa Mexicana de Valores y otras condiciones de cierre.

En el primer trimestre de 2020, IEnova adquirió acciones adicionales en ICM Ventures Holdings B.V. por \$9 millones de dólares, aumentando su participación social de 53.7% a 82.5%. ICM Ventures Holdings B.V. posee ciertos permisos y terrenos donde IEnova está construyendo terminales para la recepción, almacenamiento y entrega de combustibles líquidos.

En 2020, IEnova recompró 77,122,780 acciones de sus acciones ordinarias pendiente en poder del NCI por aproximadamente \$231 millones de dólares, lo que dio como resultado un aumento en la participación social de Sempra Energy en IEnova de 66.6% a 70.2%.

En 2019, IEnova recompró 2,620,000 acciones de sus acciones ordinarias en circulación en poder de NCI por aproximadamente \$10 millones de dólares, lo que dio como resultado un aumento en la participación social de Sempra Energy en IEnova de 66.5% a 66.6%.

#### ***Sempra LNG***

En diciembre de 2020, una filial de TOTAL SE adquirió una participación social de 16.6% en ECA LNG Fase 1, con Sempra LNG e IEnova conservando cada una una participación social de 41.7%. Sempra LNG consolida ECA LNG Fase 1 y el NCI de Sempra Energy en la participación social del 41.7% de IEnova que se reporta en Sempra LNG.

En marzo de 2020, Sempra LNG compró por \$7 millones de dólares el 24.6% de la participación minoritaria en Liberty Gas Storage LLC, que posee el 100% de LA Storage, LLC, que incrementa el capital contable de Sempra LNG en Liberty Gas Storage LLC al 100%. Previo a la compra, el socio minoritario convirtió \$22 millones de dólares en pagarés por pagar por parte de Sempra LNG al capital contable. Derivado de la compra, registramos un incremento en el capital contable de Sempra Energy de \$2 millones de dólares por la diferencia entre el valor contable y el valor razonable relacionado con el cambio de participación.

En febrero de 2019, Sempra LNG compró por \$20 millones de dólares la participación minoritaria del 9.1% en Bay Gas inmediatamente previo a la venta del 100% de Bay Gas.

#### ***Sempra Renewables***



Según lo mencionamos en la Nota 5, en abril de 2019, Sempra Renewables vendió sus activos eólicos e inversiones restantes, que incluyeron sus acuerdos de capital contable por impuestos eólicos. El interés restante en PXISE Energy Solutions, LLC se integró a la empresa matriz Matriz y a otros.

#### Operaciones Discontinuas

Según lo mencionamos en la Nota 5, concluimos las ventas de nuestra participación accionaria en nuestros negocios peruanos y chilenos en el segundo trimestre de 2020. Se desconsolidaron la participación minoritaria en Luz del Sur y Tecsur a la venta de nuestros negocios peruanos en abril de 2020, y la participación minoritaria en las afiliadas de Chilquinta Energía se desconsolidaron a la venta de nuestros negocios chilenos en junio de 2020.

En el siguiente cuadro se proporciona información sobre el NCI en poder de otros en afiliadas o entidades consolidadas por nosotros y registradas en Otra Participación No Controladora en el Total de la participación social en los Balance General Consolidado de Sempra Energy.

OTRA PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA					
(En millones de dólares)					
	Porcentaje de participación no controladora		Participación social (déficit) de participación no controladora		
	Al 31 de diciembre de		Al 31 de diciembre de		
	2020	2019	2020	2019	
<b>Sempra México:</b>					
IEnova	29.8 %	33.4 %	\$ 1,487	\$ 1,608	
Afiliadas de IEnova <sup>(1)</sup>	17.5	10.0 - 46.3	7	15	
<b>Sempra LNG:</b>					
Liberty Gas Storage, LLC	—	24.6	—	(13)	
ECA LNG Fase 1	29.0	16.7	46	12	
<b>Matriz y otros:</b>					
PXiSE Energy Solutions, LLC	20.0	20.0	1	1	
<b>Operaciones Discontinuas:</b>					
Afiliadas de Chilquinta Energía <sup>(1)</sup>	—	19.7 - 43.4	—	23	
Luz del Sur	—	16.4	—	205	
Tecsur	—	9.8	—	5	
<b>Total SEMPRA ENERGY</b>			<b>\$ 1,541</b>	<b>\$ 1,856</b>	

(1) IEnova y Chilquinta Energía tienen afiliadas con NCI en poder de otros. El rango porcentual refleja los porcentajes de participación social más altos y más bajos entre estas afiliadas.

## INGRESOS

Consulte la Nota 3 para una descripción de las políticas contables significativas para los ingresos.

## GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los gastos de operación y Mantenimiento incluyen O&M y costos generales y administrativos que se integran principalmente en costos de personal, materiales y servicios adquiridos, seguros, renta y gastos de litigio (excepto gastos de litigio incluidos en Asuntos Litigios y Reglamentarios del Aliso Canyon).





## CONVERSIÓN DE DIVISAS Y OPERACIONES

Nuestra utilidad de distribución de gas natural en México, Ecogas, y la mayoría de nuestras antiguas operaciones en Sudamérica (hasta nuestra venta de estas operaciones en el segundo trimestre de 2020) utilizan su moneda local como su moneda funcional. El activo y pasivo de sus operaciones en el extranjero se convierten a dólares estadounidenses a los tipos de cambio actuales al cierre del periodo que se informa, y los ingresos y gastos se convierten a tipos de cambio promedio del año. Los ajustes de conversión no monetarios resultantes no forman parte del cálculo de utilidades o utilidades acumuladas, sino que se reflejan en OCI y en AOCI.

Los flujos de efectivo de estas afiliadas extranjeras consolidadas se convierten a dólares estadounidenses utilizando los tipos de cambio promedio para el periodo. Presentamos el efecto de las variaciones del tipo de cambio en los saldos de efectivo en monedas extranjeras en Efectos cambiarios en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones en los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados de Sempra Energy.

Las ganancias por operaciones en moneda extranjera (pérdidas) en una moneda distinta a la moneda funcional de Sempra México fueron de \$ (25) millones de dólares, \$21 millones de dólares y \$ (6) millones de dólares para los años terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente, y se incluyen en Otros Ingresos, Netos, en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy. Las ganancias (pérdidas) de operaciones en moneda extranjera en una moneda distinta a las monedas funcionales de nuestras operaciones en América del Sur se incluyen en operaciones discontinuas.

## OPERACIONES CON AFILIADAS

Resumimos los montos adeudados a afiliadas no consolidadas y de las mismas en Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas en el siguiente cuadro.



## MONEDAS ADEUDADAS DE (A) AFILIADAS NO CONSOLIDADAS

en millones de dólares

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>Sempre Energy Consolidado:</b>		
Total adeudado por diversas afiliadas no consolidadas — actuales	\$ 20	\$ 32
<b>Sempre México <sup>(1)</sup>:</b>		
ESJ — Pagaré vence 31 de diciembre de 2022, neta de reserva insignificante por pérdidas crediticias al 31 de diciembre de 2020 <sup>(2)</sup>	\$ 85	\$ —
IMG JV — Pagaré vence 15 de marzo de 2022, neto de subsidio por pérdidas crediticias de 3 dólares al 31 de diciembre de 2020 <sup>(3)</sup>	695	742
Total adeudado por afiliadas no consolidadas — no circulante	\$ 780	\$ 742
<b>Sempre México — TAG Tuberías Norte, S. de R.L. de C.V. — Nota con vencimiento 20 de diciembre de 2021 <sup>(1) (4)</sup></b>	\$ (41)	\$ —
Diversas afiliadas	(4)	(5)
Total adeudado a afiliadas no consolidadas — actual	\$ (45)	\$ (5)
<b>Sempre México <sup>(1)</sup>:</b>		
TAG Tuberías Norte, S. de R.L. de C.V.		
Pagaré vence 20 de diciembre de 2021 <sup>(4)</sup>	\$ —	\$ (39)
5.5% Pagaré vence 9 de enero de 2024 <sup>(5)</sup>	(68)	—
TAG JV — 5.74% Nota vence 17 de diciembre de 2029 <sup>(5)</sup>	(166)	(156)
Total adeudado a afiliadas no consolidadas — no circulantes	\$ (234)	\$ (195)
<b>SDG&amp;E:</b>		
SEMPRA ENERGY	\$ (38)	\$ (37)
SoCalGas	(21)	(10)
Diversas afiliadas	(5)	(6)
Total adeudado a afiliadas no consolidadas — circulante	\$ (64)	\$ (53)
<b>Impuestos sobre la renta adeudados por Sempra Energy <sup>(6)</sup></b>	\$ —	\$ 130
<b>SoCalGas:</b>		
SDG&E	\$ 21	\$ 10
Diversas afiliadas	1	1
Total adeudado por afiliadas no consolidadas — circulante	\$ 22	\$ 11
<b>Sempre Energy</b>	\$ (31)	\$ (45)
Diversas afiliadas	—	(2)
Total adeudado a afiliadas no consolidadas — circulante	\$ (31)	\$ (47)
<b>Impuestos sobre la renta adeudados (a) de Sempra Energy <sup>(6)</sup></b>	\$ (37)	\$ 152

(1) Los importes incluyen los saldos principales más los intereses acumulados en circulación.

(2) Préstamo denominado en dólares estadounidenses a una tasa de interés variable basada en LIBOR de 1 mes más 196 bps (2.11% al 31 de diciembre de 2020). Al 31 de diciembre de 2020, \$1 millón de dólares de intereses devengados por cobrar se incluye en Cuentas por cobrar a afiliadas no consolidadas circulante.

(3) Línea de crédito revolviente denominada en peso mexicano por hasta \$14.2 mil millones de pesos mexicanos o aproximadamente \$712 millones equivalente en dólares estadounidenses, a una tasa de interés variable basada en la tasa de interés del Equilibrio Interbancario de 21 días más 220 bps (0.0076 al 31 de diciembre de 2020) para financiar la construcción del gas natural gasoducto marino. Al 31 de diciembre de 2020, se incluyen \$2 millones de dólares de intereses devengados por cobrar en Cuentas por cobrar a afiliadas no consolidadas — circulante.

(4) Préstamo denominado en dólares estadounidenses a una tasa de interés variable basada en el LIBOR de 6 meses más 290 bps (3.16% al 31 de diciembre de 2020).

(5) Préstamo denominado en dólares estadounidenses a una tasa de interés fija.

(6) SDG&E y SoCalGas se incluyen en la declaración consolidada del impuesto sobre la renta de Sempra Energy y su respectivo gasto del impuesto sobre la renta se calcula como un monto equivalente al que resultaría que cada empresa haya presentado siempre una declaración separada.

En el siguiente cuadro se resume la información de estados de resultados de afiliadas no consolidadas.

#### IMPACTO EN EL ESTADO DE RESULTADOS DE AFILIADAS NO CONSOLIDADAS

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado</b>			
Ingresos	\$ 37	\$ 52	\$ 64
Costo de Ventas	45	50	46
Intereses financieros	56	74	62
Gasto por intereses	14	2	2
<b>SDG&amp;E:</b>			
Ingresos	\$ 6	\$ 6	\$ 5
Costo de Ventas	79	74	73
<b>SoCalGas:</b>			
Ingresos	\$ 88	\$ 69	\$ 64
Costo de Ventas	—	8	—

#### *Empresas de Servicios Públicos de California*

Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas prestan ciertos servicios entre sí y se les cobra una parte asignable del costo de dichos servicios. También, en cualquier momento En cualquier momento, SDG&E y SoCalGas pueden realizar anticipos a corto plazo de efectivo excedente a Sempra Energy a tasas de interés basadas en la tasa efectiva de los fondos federales mas un margen de 13 a 20 bps, dependiendo del saldo del préstamo.

SoCalGas proporciona servicios de transporte y almacenamiento de gas natural para SDG&E y cobra mensualmente al SDG&E por dichos servicios. SoCalGas registra ingresos y SDG&E registra un monto correspondiente al costo de ventas.

SDG&E y SoCalGas se cobran unos a otros, así como otras afiliadas de Sempra Energy, por depreciación de activos compartidos. SoCalGas y SDG&E registran ingresos y las afiliadas registran cantidades correspondientes a O&M.

El suministro de gas natural para los clientes de gas natural principal de SDG&E y SoCalGas es adquirido por SoCalGas como una cartera de compras combinada administrada por SoCalGas. Los clientes principales son principalmente clientes residenciales y pequeños comerciantes e industriales. Esta función básica de adquisición de gas se considera un servicio compartido; por lo tanto, los ingresos y costos relacionados con SDG&E se presentan netos en los estados de Resultados de SoCalGas.

SDG&E tiene un contrato de 20 años por hasta 155 MW de energía renovable suministrada desde la instalación de generación de energía eólica ESJ. ESJ es una coinversión no consolidada con participación del 50% de Sempra México.

#### *Sempra México*

Sempra México, a través de sus subsidiarias de propiedad total, DEN e IEnova Pipelines, presta servicios de operación y mantenimiento a TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V., y además proporciona el personal conforme a un contrato de prestación de servicios administrativos a TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. y TAG JV.

#### *Sempra LNG*

Sempra LNG brinda ciertos servicios empresariales a Cameron LNG JV. Sempra LNG tuvo un acuerdo para brindar servicios de transporte a Cameron LNG JV para capacidad en el Gasoducto Interestatal Cameron hasta agosto de 2020, cuando Cameron LNG JV logró operaciones comerciales del Tren 3 de su proyecto de Fase 1. Sempra Energy ha brindado garantías a Cameron LNG JV y a CFIN, como lo mencionamos en la Nota 6.



## ACTIVOS NETOS RESTRINGIDOS

Carolina Yépez  
Sempra Energy Consolidado  
PERITO TRADUCTORA

Como mencionamos más adelante, las empresas de servicios públicos de Empresas de Servicios Públicos de California y ciertas otras subsidiarias de Sempra Energy tienen restricciones sobre la cantidad de fondos que pueden transferirse a Sempra Energy por dividendo, anticipo o préstamo como resultado de condiciones impuestas por diversas autoridades. Adicionalmente, algunas otras subsidiarias de Sempra Energy están sujetas a diversos pactos financieros y de otro tipo y otras restricciones contenidas en los acuerdos de deuda y crédito (descritos en la Nota 7) y en otros acuerdos que limitan la cantidad de fondos que pueden transferirse a Sempra Energy. Al 31 de diciembre de 2020, Sempra Energy estaba en cumplimiento de todos los pactos relacionados con sus acuerdos de deuda.

Al 31 de diciembre de 2020, el monto de los activos netos restringidos de entidades consolidadas de Sempra Energy, incluidas las empresas de servicios públicos de Empresas de Servicios Públicos de California que se discuten a continuación, que pueden no distribuirse a Sempra Energy en forma de préstamo o dividendo es de \$12.2 mil millones de dólares. Adicionalmente, el monto de activos netos restringidos de nuestras entidades no consolidadas es de \$12.6 mil millones de dólares. Si bien las restricciones limitan el monto de financiamiento que las diversas subsidiarias operativas pueden proporcionar a Sempra Energy, no creemos que estas restricciones tengan un impacto significativo en nuestra capacidad de acceder al efectivo para pagar dividendos y financiar necesidades operativas.

Según mencionamos en la Nota 6, \$1.1 mil millones de dólares de las utilidades acumuladas consolidadas de Sempra Energy representan utilidades no distribuidas de las inversiones en métodos de capital contable al 31 de diciembre de 2020.

### *Empresas de Servicios Públicos de California*

El reglamento de la CPUC de las estructuras de capital de las Empresas de Servicios Públicos de California limita los montos disponibles para dividendos y préstamos a Sempra Energy. Al 31 de diciembre de 2020, Sempra Energy podría haber recibido préstamos combinados y dividendos de aproximadamente \$717 millones de dólares de SDG&E y aproximadamente \$148 millones de dólares de SoCalGas.

El pago y monto de los dividendos futuros por parte de SDG&E y SoCalGas están sujetos al criterio de sus respectivos consejos de administración. Las siguientes restricciones limitan el monto de las utilidades acumuladas que pueden pagarse como dividendos de acciones ordinarias o prestadas a Sempra Energy de cualquiera de las utilidades:

- La CPUC requiere que las proporciones de capital común de SDG&E y SoCalGas no sean inferiores a un punto porcentual inferior al del porcentaje autorizado por la CPUC de la estructura de capital autorizado de cada entidad. El porcentaje autorizado al 31 de diciembre de 2020 es de 52% en SDG&E y SoCalGas.
- SDG&E y SoCalGas cuentan cada una con una línea de crédito revolviente que requiere que mantenga una proporción de endeudamiento consolidado a capitalización consolidada (tal como se define en los acuerdos) de no más del 65%, como se menciona en la Nota 7.

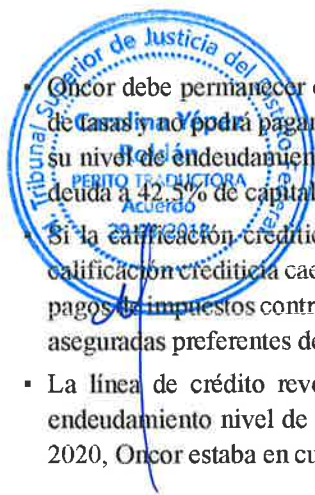
Con base en estas restricciones, al 31 de diciembre de 2020, los activos netos restringidos de SDG&E eran de \$7.0 mil millones de dólares y los activos netos restringidos de SoCalGas eran de \$5.0 mil millones de dólares, que no pudieron transferirse a Sempra Energy.

### *Empresas de servicios públicos Sempra Texas*

Sempra Energy posee una participación indirecta, 100% en Oncor Holdings, que posee una participación de 80.25% en Oncor. Según mencionamos en la Nota 6, damos cuenta de nuestra inversión en Oncor Holdings conforme al método de capital contable. Entre las restricciones significativas en Oncor que limitan la cantidad que se puede pagar como dividendos a Sempra Energy se incluyen:

- En relación con las medidas de protección, los mecanismos de gobernabilidad y los compromisos, Oncor no podrá pagar dividendos ni realizar ninguna otra distribución (salvo los pagos fiscales contractuales) si la mayoría de sus consejeros independientes o un consejero miembro minoritario determina que es para los intereses superiores de Oncor el retener dichos montos para satisfacer las necesidades futuras previstas.





- Oncor debe permanecer en cumplimiento de su nivel de endeudamiento establecido por la PUCT para fines de fijación de tasas y no podrá pagar dividendos u otras distribuciones (salvo los pagos fiscales contractuales) si ese pago haría que superara su nivel de endeudamiento autorizado por la PUCT. La estructura de capital reglamentario autorizado de Oncor es de 57.5% de deuda a 42.5% de capital al 31 de diciembre de 2020.
- Si la calificación crediticia de la deuda garantizada de alto nivel de Oncor por cualquiera de las tres principales agencias de calificación crediticia cae por debajo de BBB (o el equivalente), Oncor suspenderá dividendos y otras distribuciones (excepto los pagos de impuestos contractuales), a menos que la PUCT permita lo contrario. Al 31 de diciembre de 2020, todas las calificaciones aseguradas preferentes de Oncor estaban por encima de BBB.
- La línea de crédito revolvente de Oncor y algunos de sus otros acuerdos de deuda requieren que mantenga un nivel de endeudamiento no superior al 65% y cumpla con ciertas obligaciones de hacer. Al 31 de diciembre de 2020, Oncor estaba en cumplimiento de estos acuerdos.

Con base en estas restricciones, al 31 de diciembre de 2020, los activos netos restringidos de Oncor eran de \$11.9 mil millones de dólares, que no pudieron transferirse a Sempra Energy.

Sempra Energy posee una participación indirecta del 50% en Sharyland Holdings, que posee una participación del 100% en Sharyland Utilities. Entre las restricciones importantes relacionadas con la inversión de este método de participación se incluyen:

- Sharyland Utilities no podrá pagar dividendos ni realizar otras distribuciones (salvo los pagos contractuales) sin el consentimiento del socio de la coinversión.
- Sharyland Utilities debe permanecer en cumplimiento de la estructura de capital establecida por la PUCT para fines de fijación de tasas y no podrá pagar dividendos u otras distribuciones (salvo los pagos fiscales contractuales) si ese pago provocaría que su deuda superara el 55% de su estructura de capital.
- Sharyland Utilities cuenta con una línea de crédito revolvente y un acuerdo de crédito de préstamo a plazo que requieren que mantenga un nivel de endeudamiento de no más del 70% y cumplir con ciertos requisitos habituales para la presentación de informes y otras obligaciones de hacer. Al 31 de diciembre de 2020, Sharyland Utilities estaba cumpliendo con estas y todas las demás obligaciones.

Con base en estas restricciones, al 31 de diciembre de 2020, los activos netos restringidos de Sharyland Utilities eran de \$114 millones de dólares, que no pudieron ser transferidos a sus propietarios.

### ***Sempra México***

Entre las restricciones importantes en Sempra México se incluyen:

- México requiere que las sociedades nacionales mantengan reservas legales mínimas como porcentaje del capital social, lo que resulta en activos netos restringidos por \$185 millones de dólares en las afiliadas consolidadas mexicanas de Sempra Energy al 31 de diciembre de 2020.
- IEnova Pipelines de propiedad total de Sempra tiene un acuerdo de deuda a largo plazo que requiere que mantenga una cuenta de reserva para pagar la deuda de los proyectos. Conforme a esta restricción, los activos netos por un total de \$12 millones de dólares están restringidos al 31 de diciembre de 2020.
- Ventika de propiedad total de Sempra tiene acuerdos de deuda a largo plazo que requieren que mantenga cuentas de reserva para pagar la deuda de los proyectos. Los acuerdos de deuda pueden limitar la capacidad de las empresas del proyecto para incurrir en gravámenes, incurrir en endeudamiento adicional, realizar inversiones, pagar dividendos en efectivo y emprender ciertas acciones adicionales. Conforme a estas restricciones, los activos netos por un total de \$9 millones de dólares están restringidos al 31 de diciembre de 2020.
- ESJ, una coinversión no consolidada propiedad 50% de Sempra México, cuenta con acuerdos de deuda a largo plazo que requieren el establecimiento y financiamiento de cuentas de proyecto y reserva a las que se depositan y aplican los ingresos de los préstamos, préstamos de cartas de crédito, ingresos de proyectos y otros montos de acuerdo con la deuda acordada. Los acuerdos de deuda a largo plazo también limitan la capacidad de la coinversión para incurrir en gravámenes, incurrir en endeudamiento adicional, realizar adquisiciones y emprender ciertas acciones. Conforme a estas restricciones, los activos netos por un total de \$7 millones de dólares están restringidos al 31 de diciembre de 2020.



TAG JV, una coinversión no consolidada propiedad 50% de Semptra México, tiene un acuerdo de deuda a largo plazo que requiere que mantenga una cuenta de reserva para pagar la deuda de los proyectos. Conforme a estas restricciones, los activos netos por un total de \$73 millones de dólares están restringidos al 31 de diciembre de 2020.

Semptra LNG tiene una inversión de método de capital contable en Cameron LNG JV, que cuenta con acuerdos de deuda que requieren el establecimiento y financiamiento de cuentas de proyecto a las que se depositan y aplican los ingresos de préstamos, ingresos de proyectos y otros montos de acuerdo con los acuerdos de deuda. En los acuerdos de deuda se requiere que la coinversión mantenga cuentas de reserva con el fin de pagar el servicio de deuda del proyecto, además de contener restricciones relacionadas con el pago de dividendos y otras distribuciones a los integrantes de la coinversión. Mencionamos los acuerdos de deuda de Cameron LNG JV y las garantías asociadas de Semptra Energy en la Nota 6. Conforme a estas restricciones, los activos netos de Cameron LNG JV de aproximadamente \$452 millones de dólares están restringidos al 31 de diciembre de 2020.

## OTRA UTILIDAD (GASTO), NETA

Otra Utilidad (Gasto), Neta sobre los Estados Consolidados de Resultados consta de lo siguiente:

### OTRA UTILIDAD (GASTO), NETA

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Previsión de fondos usados durante la construcción	\$ 128	\$ 94	\$ 98
Ganancias (pérdidas) de inversión <sup>(1)</sup>	41	61	(6)
(Pérdidas) ganancias por tasa de interés e instrumentos cambiarios, netos	(67)	34	7
Ganancias por operaciones en moneda extranjera (pérdidas), netas <sup>(2)</sup>	(25)	21	(6)
Componente no relacionado con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(102)	(132)	(35)
Multa relacionada con la Consulta del Programa de Eficiencia Energética	(6)	—	—
Sanciones relacionadas con prácticas de facturación OII	—	(8)	—
Intereses sobre cuentas de balance regulatorio, neto	14	14	2
Otros, netos	(31)	(7)	(2)
<b>Total</b>	<b>\$ (48)</b>	<b>\$ 77</b>	<b>\$ 58</b>
<b>SDG&amp;E:</b>			
Previsión de fondos usados durante la construcción	\$ 79	\$ 56	\$ 61
Componente no relacionado con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(20)	(20)	(6)
Multa relacionada con la Consulta del Programa de Eficiencia Energética Consulta	(6)	—	—
Intereses sobre cuentas de balance regulatorio, neto	9	13	4
Otros, netos	(10)	(10)	(3)
<b>Total</b>	<b>\$ 52</b>	<b>\$ 39</b>	<b>\$ 56</b>
<b>SoCalGas:</b>			
Previsión de fondos usados durante la construcción	\$ 41	\$ 34	\$ 36
Componente no relacionado con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(54)	(72)	(10)
Sanciones relacionadas con prácticas de facturación OII	—	(8)	—
Intereses sobre cuentas de balance regulatorio, neto	5	1	(2)
Otros, netos	(20)	(10)	(9)
<b>Total</b>	<b>\$ (28)</b>	<b>\$ (55)</b>	<b>\$ 15</b>

(1) Representa ganancias (pérdidas) de inversión en activos dedicados en apoyo de nuestros planes ejecutivos de retiro y compensación diferida. Estos montos se compensan con los cambios correspondientes en los gastos de compensación relacionados con los planes, registrados en O&M en los Estados Consolidados de Resultados.

(2) Incluye pérdidas de \$42 millones de dólares en 2020, ganancias de \$30 millones de dólares en 2019 y pérdidas de \$3 millones de dólares en 2018 de conversión a dólares estadounidenses de un préstamo denominado en pesos mexicanos a IMGT JV, que se compensan con montos correspondientes incluidos en Participación en resultados Participación en resultados en los Estados Consolidados de Resultados.

## NOTA 2. NUEVAS NORMAS CONTABLES

A continuación, se describen declaraciones contables recientes que han tenido o pueden tener un efecto significativo en nuestra situación financiera, resultados de operaciones, flujos de efectivo o revelaciones.

**ASU 2016-13, “Medición de las pérdidas crediticias en instrumentos financieros”:** La ASU 2016-13, vigente, por ASUs emitidos posteriormente, cambia la forma en que las entidades miden las pérdidas crediticias para la mayoría de los activos financieros y ciertos otros instrumentos. La norma introduce un modelo de deterioro de la “pérdida crediticia esperada” que requiere el reconocimiento inmediato de las pérdidas crediticias estimadas que se espera que ocurran durante el resto de la vida útil de la mayoría de los activos financieros medidos al costo amortizado, incluidos los créditos comerciales y otros créditos, los créditos y los compromisos y las garantías financieras. La ASU 2016-13 también requiere el uso de una reserva para registrar las pérdidas crediticias estimadas en valores de deuda disponibles para la venta y amplía los requisitos de divulgación respecto a los supuestos, modelos y métodos de estimación de las pérdidas crediticias de una entidad. Adoptamos la norma el 01 de enero de 2020 utilizando un enfoque retrospectivo modificado mediante un ajuste de efecto acumulativo a las utilidades acumuladas. La aplicación impactó principalmente en las pérdidas crediticias esperadas asociadas a saldos de cuentas por cobrar, montos adeudados por afiliadas no





consolidadas y garantías financieras fuera de balance. Hubo un impacto insignificante en los balances de SDG&E y SoCalGas desde la aplicación. En el siguiente cuadro se muestran los incrementos iniciales (disminuciones) en el balance de Sempra Energy al 1 de enero de 2020 a partir de la aplicación de la ASU 2016-13.

#### IMPACTO DE APLICACIÓN DE ASU 2016-13

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado
Cuentas por cobrar — comerciales, netas	\$ (1)
Cuentas por cobrar de afiliadas no consolidadas — no circulantes	(6)
Activos del impuesto sobre la renta diferidos	4
Otros pasivos circulantes	4
Créditos diferidos y otros	2
Utilidades acumuladas	(7)
Otra participación no controladora	(2)

**ASU 2017-04, “Simplificación de la prueba de deterioro del crédito mercantil”:** La ASU 2017-04 elimina el segundo paso de la prueba de deterioro del crédito mercantil, que requiere una hipotética asignación del precio de compra. Se requerirá a una entidad que aplique una prueba cuantitativa de un solo paso y registre el importe del deterioro del crédito mercantil como el exceso del importe en libros de una unidad informante sobre su valor razonable para no exceder el importe en libros del crédito mercantil. Aplicamos la ASU 2017-04 el 1 de enero de 2020 y estamos aplicando la norma de manera prospectiva a nuestras pruebas de deterioro de crédito mercantil.

**ASU 2020-04, “Asesoramiento de los Efectos de la Reforma de la Tasa de Referencia en la Información Financiera”:** La ASU 2020-04 proporciona recursos opcionales y excepciones para aplicar los U.S. GAAP a modificaciones contractuales que sustituyan al LIBOR u otro tipo de referencia afectado por la reforma del tipo de referencia y a las relaciones de cobertura que LIBOR de referencia u otro tipo de referencia afectado o que se espera que se vea afectado por la reforma del tipo de referencia. La ASU 2020-04 entró en vigor el 12 de marzo de 2020 y puede aplicarse hasta el 31 de diciembre de 2022, con ciertas excepciones para las relaciones de cobertura que siguen existiendo después de esta fecha, y pueden aplicarse a partir del 1 de enero de 2020. Para las modificaciones contractuales, la norma permite a las entidades contabilizar las modificaciones como un evento que no requiere reevaluación o medirse nuevamente (es decir, como continuación del contrato existente). La norma también permite a las entidades modificar su designación formal y documentación de las relaciones de cobertura afectadas o que se espera que se vean afectadas por la reforma del tipo de referencia, sin tener que desasignar la relación de cobertura. Las entidades podrán elegir los recursos y excepciones opcionales con base en una relación de cobertura individual e independientemente unas de otras. Elegimos los recursos optativos para modificaciones contractuales. Elegimos los recursos de cobertura de flujo de efectivo para omitir la posible interrupción de un tipo de tasa al evaluar si es probable un pago de intereses pronosticado de cobertura y omitir ciertos desajustes entre el instrumento de cobertura designado y la partida de cobertura al evaluar la eficacia de la cobertura. Estamos aplicando estos recursos de manera prospectiva a partir del 1 de enero de 2020. La aplicación de estos recursos preserva la presentación de derivados congruentes con la presentación pasada.

**ASU 2020-06, “Contabilidad de Instrumentos y Contratos Convertibles en el capital contable propio de una Entidad”:** La ASU 2020-06 simplifica la contabilidad de ciertos instrumentos financieros con características de pasivos y participaciones, incluidos los instrumentos convertibles y los contratos sobre el patrimonio propio de una entidad. Además de otros cambios, esta norma modifica la ASC 470-20, “Deuda con conversión y otras Opciones”, al eliminar los modelos contables para instrumentos con características de conversión beneficiosa y funciones de conversión de efectivo. La norma también modifica el ASC 260, “Utilidades por acción”, de la siguiente manera:

requiere que una entidad aplique el método para determinar la dilución de títulos convertibles

- al calcular la utilidad por acción diluida para instrumentos convertibles y ya no utilice el método de acciones de tesorería, que anteriormente estaba permitido para ciertos instrumentos convertibles;
- requiere que una entidad incluya el efecto de la liquidación de acciones potenciales en el cálculo de la utilidad por acción diluida cuando un instrumento pueda ser liquidado en efectivo o en acciones, y ya no permita que una entidad impugne la presunción de liquidación de acciones si tiene un historial o una política de liquidación en efectivo;



- requiere que una entidad incluya acciones preferentes convertibles clasificadas en acciones que contengan características descendentes en virtud de las cuales, si se activa la característica descendente, su efecto se trate como un dividendo y como una reducción de los ingresos disponibles para los accionistas comunes en el EPS básico;
- aclara que el precio medio de mercado debe utilizarse para calcular el denominador de la utilidad por acción diluida cuando el precio del ejercicio o el número de acciones que pueden emitirse sea variable, excepto para ciertas acciones emisibles contingentemente;
- aclara que el recuento de acciones promedio ponderado de cada trimestre debe utilizarse al calcular el conteo de acciones medio ponderado anual hasta la fecha.

Para las entidades públicas, la ASU 2020-06 está vigente para los ejercicios fiscales que comienzan después del 15 de diciembre de 2021, incluidos periodos provisionales en el mismo, con la aplicación anticipada permitida para los ejercicios fiscales que comiencen después del 15 de diciembre de 2020. Una entidad puede utilizar ya sea un enfoque retrospectivo completo o modificado para aplicar la ASU 2020-06 y debe revelar, en el periodo de aplicación, información de transición del EPS sobre el efecto del cambio en los montos por acción afectados. Planeamos adoptar la norma el 1 de enero de 2022 y actualmente estamos evaluando el efecto de la norma en nuestros informes financieros en curso.



### NOTA 3. INGRESOS

En la siguiente tabla se desglosan nuestros ingresos por contratos con clientes por línea de servicio principal y mercado y se proporciona una conciliación con los ingresos totales por segmento. La mayoría de nuestros ingresos se reconocen a lo largo del

#### INGRESOS DESGLOSADOS

(En millones de dólares)

	SDG&E	SoCalGas	Sempra México	Sempra LNG	Sempra Renewables	Ajustes consolidados y la matriz y otros	Sempra Energy Consolidado
<b>Ejercicio terminado 31 de diciembre de 2020</b>							
<b>Por línea de servicio principal:</b>							
Servicios públicos	\$ 4,920	\$ 4,571	\$ 58	\$ —	\$ —	\$ (94)	\$ 9,455
Negocios relacionados con la energía	—	—	834	92	—	(71)	855
Ingresos por contratos con clientes	\$ 4,920	\$ 4,571	\$ 892	\$ 92	\$ —	\$ (165)	\$ 10,310
<b>Por mercado:</b>							
Gas	\$ 692	\$ 4,571	\$ 603	\$ 86	\$ —	\$ (156)	\$ 5,796
Eléctrico	4,228	—	289	6	—	(9)	4,514
Ingresos por contratos con clientes	\$ 4,920	\$ 4,571	\$ 892	\$ 92	\$ —	\$ (165)	\$ 10,310
Ingresos por contratos con clientes	\$ 4,920	\$ 4,571	\$ 892	\$ 92	\$ —	\$ (165)	\$ 10,310
Ingresos reglamentarios de servicios públicos	393	177	—	—	—	—	570
Otros ingresos	—	—	364	282	—	(156)	490
<b>Total de ingresos</b>	<b>\$ 5,313</b>	<b>\$ 4,748</b>	<b>\$ 1,256</b>	<b>\$ 374</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ (321)</b>	<b>\$ 11,370</b>
<b>Ejercicio terminado 31 de diciembre de 2019</b>							
<b>Por línea de servicio principal:</b>							
Servicios públicos	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 73	\$ —	\$ —	\$ (75)	\$ 9,184
Negocios relacionados con la energía	—	—	919	176	5	(143)	957
Ingresos por contratos con clientes	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 176	\$ 5	\$ (218)	\$ 10,141
<b>Por mercado:</b>							
Gas	\$ 587	\$ 4,367	\$ 680	\$ 170	\$ —	\$ (208)	\$ 5,596
Eléctrico	4,232	—	312	6	5	(10)	4,545
Ingresos por contratos con clientes	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 176	\$ 5	\$ (218)	\$ 10,141
Ingresos por contratos con clientes	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 176	\$ 5	\$ (218)	\$ 10,141
Ingresos reglamentarios de servicios públicos	106	158	—	—	—	—	264
Otros ingresos	—	—	383	234	5	(198)	424
<b>Total de ingresos</b>	<b>\$ 4,925</b>	<b>\$ 4,525</b>	<b>\$ 1,375</b>	<b>\$ 410</b>	<b>\$ 10</b>	<b>\$ (416)</b>	<b>\$ 10,829</b>
<b>Ejercicio terminado 31 de diciembre de 2018</b>							
<b>Por línea de servicio principal:</b>							
Servicios públicos	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 78	\$ —	\$ —	\$ (69)	\$ 8,374
Negocios relacionados con la energía	—	—	941	232	46	(146)	1,073
Ingresos por contratos con clientes	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 232	\$ 46	\$ (215)	\$ 9,447
<b>Por mercado:</b>							
Gas	\$ 491	\$ 3,577	\$ 711	\$ 224	\$ —	\$ (203)	\$ 4,800
Eléctrico	4,297	—	308	8	46	(12)	4,647
Ingresos por contratos con clientes	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 232	\$ 46	\$ (215)	\$ 9,447
Ingresos por contratos con clientes	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 232	\$ 46	\$ (215)	\$ 9,447
Ingresos reglamentarios de servicios públicos	(220)	385	—	—	—	—	165
Otros ingresos	—	—	357	240	78	(185)	490
<b>Total de ingresos</b>	<b>\$ 4,568</b>	<b>\$ 3,962</b>	<b>\$ 1,376</b>	<b>\$ 472</b>	<b>\$ 124</b>	<b>\$ (400)</b>	<b>\$ 10,102</b>



## INGRESOS POR CONTRATOS CON CLIENTES

Nuestros ingresos por contratos con clientes están relacionados principalmente con la transmisión, distribución y almacenamiento de gas natural y la generación, transmisión y distribución de electricidad a través de nuestras utilidades reglamentadas. También brindamos otros servicios relacionados con energías renovables y de cadena de suministro. Evaluamos nuestros ingresos con base en cada contrato, así como en función de una cartera para determinar la naturaleza, monto, tiempo e incertidumbre, en su caso, de los ingresos que se reconocen.

Generalmente reconocemos los ingresos cuando se brinda el servicio de la mercancía prometida a nuestros clientes y facturamos a nuestros clientes por un monto que refleje la contraprestación a la que tenemos derecho a cambio de esos servicios. Consideramos la entrega y transmisión de gas natural y electricidad y prestación de servicios de almacenamiento de gas natural como servicios continuos e integrados. Generalmente, los servicios de gas natural o electricidad son recibidos y consumidos por el cliente de forma simultánea. Nuestras obligaciones con estos servicios se cumplen a lo largo del tiempo y representan una serie de servicios distintos que son sustancialmente los mismos y que tienen el mismo patrón de transferencia a los clientes. Reconocemos los ingresos con base en las unidades entregadas, ya que el cumplimiento de nuestras obligaciones puede medirse directamente por la cantidad de gas natural o electricidad entregada al cliente. En la mayoría de los casos, el derecho a la contraprestación por parte del cliente corresponde directamente al valor transferido al cliente y reconocemos ingresos por el monto que tenemos derecho a facturar.

Las condiciones de pago en nuestros contratos de clientes varían. Por lo general, tenemos un derecho incondicional a los pagos del cliente, que se adeudan después de que se cumplan las obligaciones del servicio del cliente. El plazo entre la facturación y la fecha en que el pago se adeuda suele ser entre 10 y 90 días.

Excluimos de los ingresos los impuestos basados en las ventas y el uso. Además, las Empresas de Servicios Públicos de California pagan cuotas de franquicia para operar en diversos municipios. Las Empresas de Servicios Públicos de California facturan estas cuotas de franquicia a sus clientes con base en una tarifa autorizada por la CPUC-. Estas tarifas de franquicia, que se requieren para ser pagadas independientemente de la capacidad de las Empresas de Servicios Públicos de California para cobrar del cliente, se contabilizan en forma bruta y se reflejan en los ingresos de servicios públicos por contratos con clientes y gastos operativos.

### *Ingresos de Servicios Públicos*

Los ingresos por servicios públicos representan la mayoría de nuestros ingresos consolidados por contratos con clientes e incluyen:

- El transporte, distribución y almacenamiento de gas natural en:
  - SDG&E
  - SoCalGas
  - Sempra Ecogas de México
- El generación, transmisión y distribución de electricidad en SDG&E.

Los ingresos por servicios públicos se derivan y reconocen a la entrega de servicios de gas natural o electricidad a los clientes. Los montos que facturamos a nuestros clientes se basan en tarifas establecidas por las autoridades dentro del estado o país respectivo. Para SDG&E y SoCalGas, que siguen las disposiciones de los U.S. GAAP que rigen las operaciones reglamentadas por tarifas como lo mencionamos en la Nota 1, los montos que facturamos a los clientes también incluyen ajustes por ingresos reglamentarios reconocidos previamente.

Las Empresas de Servicios Públicos de California y Ecogas reconocen los ingresos con base en requisitos de ingresos aprobados por las autoridades, lo que permite a las empresas de servicios públicos recuperar sus costos de operación razonables y brinda la oportunidad de realizar sus tasas autorizadas de rendimiento de sus inversiones. Si bien los ingresos de las Empresas de Servicios Públicos de California no se ven afectados por los volúmenes reales de ventas, el patrón de su reconocimiento de ingresos durante el año se ve afectado por la estacionalidad. SoCalGas reconoce los ingresos anuales autorizados para los clientes principales de gas natural utilizando factores estacionales establecidos en el Procedimiento Trienal de Asignación de Costos, lo que da como resultado que se reconozca una parte importante de las ganancias en el primer y cuarto trimestre de cada año. El reconocimiento de ingresos autorizado de SDG&E también se ve impactado por factores estacionales, lo que resulta en mayores ganancias en el tercer trimestre cuando las cargas eléctricas suelen ser más altas que en los otros tres trimestres del año.





SDG&E tiene un arreglo para ofrecer a la ISO de California la capacidad de controlar sus líneas de transmisión de alta tensión por precios aprobados por la FERC. Los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo ya que se proporciona acceso a la ISO de California.

Los factores que pueden afectar el monto, el tiempo y la incertidumbre de los ingresos y flujos de efectivo incluyen el clima, la estacionalidad y el tiempo de las facturas de los clientes, lo que puede resultar en ingresos no facturados que pueden variar significativamente de mes a mes y generalmente aproximan las entregas de medio mes.

Las Empresas de Servicios Públicos de California reconocen los ingresos procedentes de la venta de los subsidios de emisiones de GEI de California asignados en subastas trimestrales administradas por CARB. Los derechos de GEI se entregan a CARB con anticipación a las subastas trimestrales, y las Empresas de Servicios Públicos de California tienen derecho al pago cuando los derechos de GEI se vendan en subasta. Los ingresos por GEI se reconocen en un punto en el tiempo dentro del trimestre en que se realiza la subasta. Las Empresas de Servicios Públicos de California equilibra los costos e ingresos asociados al programa de GEI a través de cuentas de balance regulatorio.

En relación con la pandemia COVID-19, las Empresas de Servicios Públicos de California y la CPUC han implementado ciertas medidas para ayudar a los clientes, entre ellas la suspensión de las desconexiones de servicios por falta de pago para los clientes en zonas residenciales y de pequeñas empresas, la renuncia a las cuotas de pago tardío para los clientes del sector empresarial, la propuesta de planes de pago flexible a clientes que experimentan dificultades para pagar sus facturas de electricidad o gas. En el futuro podría ordenarse o implementarse voluntariamente medidas adicionales. Conforme al pacto normativo aplicable a las Empresas de Servicios Públicos de California, que incluye el desglose de tarifas, la recuperación de gastos incobrables, y otros mecanismos de recuperación potencialmente disponibles, que mencionamos en la Nota 4, las Empresas de Servicios Públicos de California han seguido reconociendo ingresos bajo ASC 606, "Ingresos por Contratos con Clientes", en el año terminado el 31 de diciembre de 2020.

### ***Ingresos provenientes de empresas relacionadas con la energía***

#### ***Ingresos de la cadena de suministro***

Los ingresos provenientes de la cadena de suministro en Sempra México y Sempra LNG representan típicamente ingresos de contratos a largo plazo basados en dólares estadounidenses con clientes para la venta de gas natural y LNG, así como almacenamiento y transporte de gas natural. Los montos facturados se basan en el volumen de gas natural entregado y los precios contratados.

Las operaciones de comercialización de Sempra México venden gas natural a la CFE y a otros clientes conforme a acuerdos de suministro. Sempra México reconoce los ingresos por la venta de gas natural al distribuir el gas natural mediante ductos a los clientes en los puntos de entrega acordados, y en el caso de la CFE, en sus centrales termoeléctricas.

A través de sus operaciones de comercialización, Sempra LNG tiene contratos para vender gas natural y LNG a Sempra México que permiten a Sempra México cumplir con sus obligaciones en virtud de los acuerdos de suministro con la CFE y otros clientes, y suministrar la central eléctrica TDM de Sempra México. Debido a que Sempra México entrega inmediatamente el gas natural a sus clientes o consume los beneficios simultáneamente (al usar el gas para suministrar TDM), los ingresos de la venta de gas natural de Sempra LNG a Sempra México por lo general se reconocen a lo largo del tiempo como entregados. Los ingresos por ventas de LNG se reconocen en el punto en que se entrega la carga a Sempra México.

Los ingresos de la venta de LNG y gas natural por Sempra LNG a Sempra México se ajustan por pagos de indemnización y participación de utilidades. Consideramos que estos ajustes son formas de contraprestación variable que se asocian a la venta de LNG y gas natural a Sempra México, y por lo tanto, Sempra LNG registra los costos relacionados como una compensación a los ingresos, sin impacto alguno en los ingresos consolidados de Sempra Energy.

Reconocemos los ingresos de almacenamiento de los acuerdos de reserva de energía disponible, conforme a los cuales cobramos una tarifa por reservar capacidad de almacenamiento para clientes en nuestras instalaciones de almacenamiento. En virtud de estos acuerdos de capacidad de almacenamiento de energía reservada disponible, los clientes pagan una cuota de reserva fija mensual basada en la capacidad de almacenamiento reservada en lugar de los volúmenes reales almacenados. Para el componente de tarifa fija, los ingresos se reconocen en línea recta durante la vigencia del contrato. Facturamos a los clientes por cualquier capacidad





utilizada en exceso de la capacidad contratada y dichos ingresos se reconocen en el mes en que ocurre esta situación. También reconocemos los ingresos por servicios de almacenamiento interrumpido. Según lo mencionamos en la Nota 5, en febrero de 2019, Sempra LNG concluyó la venta de sus activos de almacenamiento de gas natural no utilitario en el sureste de Estados Unidos (integrado por Mississippi Hub y Bay Gas).

Generamos ingresos de transporte por ductos a partir de acuerdos de capacidad de almacenamiento de energía reservada disponible, en virtud de los cuales los clientes pagan una cuota por reservar capacidad de transporte. Los ingresos se reconocen cuando los volúmenes se entregan al punto de entrega acordado por los clientes. Reconocemos los ingresos por nuestra obligación de la empresa de tener disponibilidad para proporcionar bienes y servicios al cliente durante un periodo de tiempo para brindar servicios de capacidad y transporte durante todo el periodo de entrega contractual, ya que los beneficios se reciben y consumen simultáneamente a medida que los clientes utilizan la capacidad de ducto para el transporte y recepción de gas natural y GLP. Los montos facturados se basan en una tarifa de uso variable y un cargo por capacidad fija, ajustado para el Índice de Precios al Consumidor, los efectos de cualquier conversión de divisas y la cantidad real de mercancía transportada.

#### *Ingresos de energías renovables*

Sempra México y, anteriormente, Sempra Renewables desarrollan, invierten y operan instalaciones solares y eólicas que tienen PPAs a largo plazo para vender la electricidad y las propiedades de la energía verde relacionadas que generan a los clientes, generalmente empresas de abastecimiento de electricidad, y también para Sempra México, clientes industriales y otros. Las empresas de abastecimiento de electricidad venderán servicio eléctrico a sus usuarios finales y clientes mayoristas inmediatamente después de recibir nuestra entrega de energía, y los clientes industriales y de otro tipo consumen inmediatamente la electricidad para administrar sus instalaciones, y así, reconocemos los ingresos conforme a los PPAs ya que la electricidad es generada y entregada. Facturamos a los clientes con base en el volumen de energía entregada a tarifas conforme a los PPAs. Tal y como lo mencionamos en la Nota 5, en diciembre de 2018, Sempra Renewables concluyó la venta de sus activos solares operativos en Estados Unidos, proyectos de desarrollo de almacenamiento solar y de baterías y su participación del 50% de propiedad en una instalación de generación de energía eólica. En abril de 2019, Sempra Renewables concluyó la venta de sus activos eólicos e inversiones restantes.

Sempra LNG tiene un acuerdo contractual para proporcionar programación y comercialización de energía renovable para la JV ESI de Sempra México. Los montos facturados se basan en una tarifa fija por MWh programada.

#### *Otros ingresos por contratos con clientes*

TDm es una planta eléctrica a gas natural que genera ingresos por la venta de electricidad y/o adecuación de recursos a la ISO de California y a entidades gubernamentales, de servicios públicos y de venta de energía por mayoreo, ya que la energía se entrega en el punto de interconexión.

#### *Obligaciones de cumplimiento restantes*

No revelamos información sobre las obligaciones restantes para (a) contratos con una duración prevista original de un año o menos, (b) contraprestación variable reconocida por la cantidad en la que tenemos derecho a facturar por los servicios prestados, o (c) contraprestación variable asignada a obligaciones no cumplidas en su totalidad

Para contratos mayores a un año, al 31 de diciembre de 2020, esperamos reconocer los ingresos relacionados con el componente de cuota fija de la contraprestación como se muestra a continuación. Las obligaciones de cumplimiento restantes de Sempra Energy se relacionan principalmente con los acuerdos de capacidad para el almacenamiento y transporte de gas natural en Sempra México. SoCalGas no tenía ninguna obligación de cumplimiento restante al 31 de diciembre de 2020.



## OBLIGACIONES DE CUMPLIMIENTO RESTANTES <sup>(1)</sup>

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado	SDG&E
2021	\$ 387	\$ 4
2022	406	4
2023	407	4
2024	348	4
2025	351	4
A partir de entonces	4,361	67
Ingresos totales por reconocer	\$ 6,260	\$ 87

(1) Excluye las operaciones interempresariales.

### Saldos contractuales de ingresos por contratos con clientes

En cualquier momento, recibimos pagos por adelantado para cumplir con las obligaciones de cumplimiento asociadas a los contratos de clientes. Nosotros diferimos ingresos tales como pasivos contractuales y los reconocemos en ganancias ya que las obligaciones de cumplimiento están cubiertas.

A continuación, se presentan las actividades dentro de los pasivos contractuales de Sempra Energy y SDG&E. No hubo pasivos contractuales en SDG&E en 2018 ni en SoCalGas en 2020, 2019 o 2018.

## PASIVOS CONTRACTUALES

(En millones de dólares)

	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Pasivos contractuales al 1 de enero	\$ (163)	\$ (70)	\$ —
Aplicación de ASC 606	—	—	(61)
Ingresos por obligaciones cumplidas durante el periodo que se informa	4	2	7
Pagos recibidos por adelantado	(48)	(95)	(16)
Pasivos contractuales al 31 de diciembre <sup>(1)</sup>	\$ (207)	\$ (163)	\$ (70)
<b>SDG&amp;E:</b>			
Pasivos contractuales al 1 de enero	\$ (91)	\$ —	
Ingresos por obligaciones cumplidas durante el periodo que se informa	4	1	
Pagos recibidos por adelantado	—	(92)	
Pasivos contractuales al 31 de diciembre <sup>(2)</sup>	\$ (87)	\$ (91)	

(1) Los saldos al 31 de diciembre de 2020 y 2019 incluyen \$52 millones de dólares y \$4 millones de dólares, respectivamente, en Otros Pasivos circulante y \$155 millones de dólares y \$159 millones de dólares, respectivamente, en Créditos Diferidos y Otros.

(2) Los saldos al 31 de diciembre de 2020 y 2019 incluyen \$4 millones de dólares y \$4 millones de dólares, respectivamente, en Otros Pasivo circulante y \$83 millones de dólares y \$87 millones de dólares, respectivamente, en Créditos Diferidos y Otros.

### Cuentas por cobrar por ingresos por contratos con clientes

En el siguiente cuadro se muestran los saldos por cobrar asociados a los ingresos de contratos con clientes en el balance general consolidado.



## CUENTAS POR COBRAR DE INGRESOS POR CONTRATOS CON CLIENTES

(En millones de dólares)

PERITO TRADUCTORA

Acuerdo

29-01/2018

### Sempra Energy Consolidado:

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
Cuentas por cobrar — comerciales, netas	\$ 1,447	\$ 1,163
Cuentas por cobrar — otras, netas	12	16
Afiliadas no consolidadas — circulante <sup>(1)</sup>	3	5
<b>Total</b>	<b>\$ 1,462</b>	<b>\$ 1,184</b>

### SDG&E:

Cuentas por cobrar — comerciales, netas	\$ 573	\$ 398
Cuentas por cobrar — otras, netas	8	5
Afiliadas no consolidadas — circulante <sup>(1)</sup>	2	2
<b>Total</b>	<b>\$ 583</b>	<b>\$ 405</b>

### SoCalGas:

Cuentas por cobrar — comerciales, netas	\$ 786	\$ 710
Cuentas por cobrar — otras, netas	4	11
<b>Total</b>	<b>\$ 790</b>	<b>\$ 721</b>

(1) Se presenta monto neto de los montos adeudados a las afiliadas no consolidadas en el Balance general consolidado, cuando existe derecho de compensación.

## INGRESOS PROVENIENTE DE FUENTES DISTINTAS A LOS CONTRATOS CON CLIENTES

Algunos de nuestros ingresos se derivan de fuentes distintas a los contratos con clientes y se contabilizan conforme a otras normas contables fuera del alcance de la ASC 606.

### Ingresos reglamentarios de servicios públicos

#### Programas de ingresos alternativos

Reconocemos los ingresos de programas de ingresos alternativos cuando se han cumplido las condiciones especificadas por las autoridades para el reconocimiento de dichos ingresos y ajustamos estos ingresos a medida que se recuperan o reembolsan a través del futuro servicio de servicios públicos.

**Ingresos desglosados.** Como se mencionó anteriormente, el marco normativo requiere que las Empresas de Servicios Públicos de California recuperen los ingresos autorizados con base en las previsiones de demanda anual estimadas aprobadas en procedimientos ordinarios ante la CPUC. No obstante, la demanda real de gas natural y electricidad generalmente variará de la demanda pronosticada aprobada por la CPUC debido a los impactos de la volatilidad meteorológica, los programas de eficiencia energética, la energía solar en la azotea y otros factores que afectan el consumo. El marco normativo de la CPUC prevé que las Empresas de Servicios Públicos de California utilicen un mecanismo de “desacoplamiento”, que permite a las Empresas de Servicios Públicos de California registrar los déficits de ingresos o los ingresos excedentes resultantes de cualquier diferencia entre la demanda real y la prevista que se recuperará o reembolsará en los ingresos autorizados en un período posterior con base en la naturaleza de la cuenta.

**Mecanismos de incentivo.** La CPUC aplica medidas basadas en el desempeño y mecanismos de incentivos a todos los IAE de California, conforme los cuales las Empresas de Servicios Públicos de California tienen potencial de ganancias por encima de los márgenes base autorizados si logran o exceden metas específicas de desempeño y operación. Generalmente, para los incentivos basados en el desempeño, si el desempeño es superior o inferior a los puntos de referencia específicos, el servicio público tiene derecho a los incentivos financieros o quedan sujeta a sanciones financieras.

Los incentivos se incluyen en los ingresos cuando recibimos la aprobación requerida de la CPUC de la adjudicación, cuyo calendario puede no coincidir de un año a otro. Registraríamos sanciones resultados inferiores a los puntos de referencia especificados de los ingresos cuando creemos que es probable que la CPUC evalúe una sanción.



#### *Otra recuperación reglamentaria basadas en costos*

La CPUC y la FERC en lo que se refiere a SDG&E, autorizan a las Empresas de Servicios Públicos de California cobrar los requisitos de ingresos por costos de operación y costos relacionados con el capital (como depreciación, impuestos y base de tasas de rendimiento) de los clientes, incluidos:

- costos de compra de gas natural y electricidad;
- costos asociados con la administración de programas públicos, respuesta a la demanda y eficiencia energética del cliente;
- otras actividades programáticas, como la distribución de gas, la transmisión de gas, la gestión de la integridad del almacenamiento de gas y la mitigación de incendios forestales; y
- costos asociados a primas de seguro de responsabilidad civil a terceros.

Los costos autorizados se recuperan a medida que se entrega la mercancía o servicio. En la medida en que las cantidades autorizadas recaudadas varían de los costos reales, las diferencias generalmente se recuperan o reembolsan en un período posterior con base en la naturaleza del mecanismo de la cuenta de equilibrio. En general, los criterios de reconocimiento de ingresos para costos balanceados facturados a los clientes se cumplen en el momento en que se incurren los costos. Debido a que estos costos se recuperan sustancialmente en tasas a través de un mecanismo de cuenta de equilibrio, los cambios en estos costos se reflejan como cambios en los ingresos. La CPUC y la FERC podrán imponer diversos procedimientos de revisión antes de autorizar la recuperación o devolución de programas autorizados, incluidas limitaciones al costo total del programa, límites de requisitos de ingresos o revisiones de costos por razonabilidad. Estos procedimientos podrían derivar en rechazos de recuperación de los contribuyentes.

Mencionamos más a fondo las cuentas de balance y sus efectos en la Nota 4.

#### ***Otros Ingresos***

Sempre México genera ingresos por arrendamiento a partir de acuerdos de arrendamiento operativo con PEMEX y CENAGAS para el uso de gasoductos de gas natural y etano e instalaciones de almacenamiento de GLP. Ciertos PPAs de Sempra Renewables también se contabilizaron como arrendamientos operativos previos a la venta de sus activos solares y eólicos en diciembre de 2018 y abril de 2019.

Sempre LNG tiene acuerdo para suministrar LNG a la instalación ECA Regas de Sempra México. A pesar de que el contrato de compraventa y compra de LNG especifica una serie de cargas que se entregarán anualmente, las cargas reales entregadas por el proveedor han sido tradicionalmente significativamente inferiores al máximo especificado en el acuerdo. En consecuencia, se requiere contractualmente que Sempra LNG realice pagos mensuales de indemnización a Sempra México por no entregar el LNG contratado.

Sempre LNG también reconoce otros ingresos por:

- honorarios relacionados con las obligaciones contractuales de la contraparte por no entregar e cargas de LNG, como se ha descrito anteriormente; y
- ventas de gas natural y electricidad bajo contratos de corto y largo plazo y en el mercado al contado y otros mercados competitivos. Entre los ingresos se incluyen las ganancias y pérdidas netas realizadas en las liquidaciones físicas y derivadas y las ganancias y pérdidas netas no realizadas por el cambio en los valores razonables de los derivados.



## NOTA 4. ASUNTOS REGLAMENTARIOS

### ACTIVOS Y PASIVOS REGLAMENTARIOS

Mostramos el detalle de los activos y pasivos reglamentarios en la siguiente tabla y los mencionamos a continuación

#### ACTIVOS (PASIVOS) REGLAMENTARIOS

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>SDG&amp;E:</b>		
Contratos a precio fijo y otros derivados	\$ (53)	\$ 8
Impuestos sobre la renta diferidos recuperables (reembolsables) en tasas	22	(108)
Obligaciones de plan de pensiones y otras prestaciones postjubilación	50	103
Obligaciones canceladas	(2,121)	(2,056)
Costos ambientales	56	45
Mitigación de incendios Sunrise Powerlink	121	121
Cuenta de balance reglamentario <sup>(1) (2)</sup>		
Bien genérico — eléctrico	72	102
Transporte de gas	35	22
Seguridad y confiabilidad	67	77
Programas público	(158)	(124)
Impactos retroactivos del GRC 2019	56	111
Otras cuentas de balance	233	106
Otros activos reglamentarios (pasivos), netos <sup>(2)</sup>	72	(153)
Total SDG&E	(1,548)	(1,746)
<b>SoCalGas:</b>		
Impuestos sobre la renta diferidos reembolsables en tasas	(82)	(203)
Obligaciones de plan de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	417	400
Costos de prestaciones de los empleados	37	44
Obligaciones canceladas	(685)	(728)
Costos ambientales	36	40
Cuenta de balance reglamentario <sup>(1) (2)</sup>		
Mercancías — gas, incluido el transporte	(56)	(118)
Seguridad y confiabilidad	335	295
Programas públicos	(253)	(273)
Impactos retroactivos del GRC 2019	202	400
Otras cuentas de balance	(58)	(7)
Otros activos reglamentarios (pasivos), netos <sup>(2)</sup>	75	(101)
Total SoCalGas	(32)	(251)
<b>Sempre México:</b>		
Impuestos sobre la renta diferidos recuperables en tasas	80	83
Otros activos reglamentarios	—	6
<b>Total Sempra Energy Consolidado</b>	<b>\$ (1,500)</b>	<b>\$ (1,908)</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la porción no circulante de las cuentas de balance reglamentario, lo recaudado de forma excesiva neto para SDG&E fue de \$139 millones de dólares y \$108 millones de dólares, respectivamente, y para SoCalGas fue de \$218 millones de dólares y \$500 millones de dólares, respectivamente.

(2) Incluye activos reglamentarios que obtengan una rentabilidad.

En el cuadro anterior:

- Los activos reglamentarios derivados de contratos de precio fijo y otros derivados se compensan con pasivos correspondientes derivados de contratos adquiridos de energía y gas natural de mercancías y transporte. El activo reglamentario se aumenta o disminuye en función de los cambios en el valor razonable de mercado de los contratos. También se reduce a medida que se realizan pagos por materias primas materias primas y servicios en virtud de estos contratos.



Los impuestos sobre la renta diferidos reembolsables/recuperables en tasas se basan en las leyes reglamentarias vigentes de la tarifa del impuesto sobre la renta. SDG&E, SoCalGas y Sempra México esperan reembolsar/recuperar los pasivos reglamentarios/activos netos relacionados con impuestos sobre la renta diferidos a lo largo de la vida de los activos que dan lugar a los saldos acumulados de impuestos sobre la renta diferidos acumulados relacionados. Los activos y pasivos reglamentarios incluyen los impuestos sobre la renta diferidos en exceso resultantes de cambios legales en la tasa del impuesto sobre la renta y ciertos beneficios fiscales y gastos del impuesto sobre la renta asociados a partidas de flujo, que mencionamos en la Nota 8.

- Activos/pasivos reglamentarios relacionados con pensiones y otras obligaciones del plan de prestaciones posteriores a la jubilación se compensan con pasivos o activos correspondientes y se están recuperando en tasas a medida que se financian los planes.
- El activo reglamentario relacionado con los costos de prestaciones de los empleados representa nuestra responsabilidad asociada con el seguro por incapacidad a largo plazo que se recuperará de los clientes en futuras tasas a medida que se realicen los gastos.
- Los pasivos reglamentarios de las obligaciones canceladas representan montos acumulados en tasas por costos futuros de cancelación de activos que excedan de los montos acumulados incurridos (o pagados).
- Los activos reglamentarios relacionados con los costos ambientales representan la parte de nuestra responsabilidad ambiental reconocida al final del periodo en exceso al monto que se ha recuperado a través de tarifas cobradas a los clientes. Esperamos que esta cantidad se recupere en tasas futuras a medida que se hagan los gastos.
- El activo reglamentario relacionado con la mitigación de incendios de Sunrise Powerlink se compensa con un pasivo correspondiente por el financiamiento de un fideicomiso para cubrir los costos de mitigación. SDG&E espera recuperar el activo reglamentario en tasas ya que el fideicomiso se financia en un periodo restante de 49 años.
- Las cuentas de balance reglamentario recaudado de forma excesiva reflejan la diferencia entre las facturaciones de los clientes y los costos registrados o autorizados por la CPUC, incluidos los costos de materias primas. También podrán incluirse en ciertas cuentas la depreciación, los impuestos y el rendimiento sobre la base de tasas. Los importes en las cuentas de balance son recuperables (por cobrar) o reembolsables (por pagar) en tasas futuras, sujetas a la aprobación de la CPUC. Se están recuperando los requisitos de ingresos adoptados en el GRC FD 2019 asociados al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2019 en tasas durante un periodo de 24 meses que comenzó en enero de 2020.

El gasto de amortización en activos reglamentarios para los años terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 fue de \$9 millones de dólares, \$7 millones de dólares y \$5 millones de dólares, respectivamente, en Sempra Energy Consolidado, \$4 millones de dólares, \$3 millones de dólares y \$2 millones de dólares, respectivamente, en SDG&E, y \$5 millones de dólares, \$4 millones de dólares y \$3 millones de dólares, respectivamente, en SoCalGas.

## **EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS DE CALIFORNIA**

### ***COVID-19 Protecciones pandémicas***

En marzo de 2020, la CPUC requirió que todas las empresas energéticas bajo su jurisdicción, entre ellas las Empresas de Servicios Públicos de California, tomaran medidas para implementar varias medidas emergentes de protección al cliente para apoyar a los clientes de California ante la pandemia COVID-19 hasta por un año. Actualmente, las medidas de protección al cliente son obligatorias para todos los clientes del sector residencial y de pequeñas empresas. En febrero de 2021, la CPUC amplió las medidas de protección al cliente hasta junio de 2021 y podrá ampliarlas aún más. Se autorizó a cada una de las Empresas de Servicios Públicos de California para realizar un seguimiento y solicitar la recuperación de costos incrementales asociados al cumplimiento de las medidas de protección al cliente del sector residencial y de pequeñas empresas implementadas por la CPUC relacionadas con la pandemia COVID-19, incluidos costos asociados a suspender las desconexiones del servicio y gastos incobrables que se deriven de la falta de pago de estos clientes. Las Empresas de Servicios Públicos de California esperan obtener la recuperación de costos rastreados en tasas en un futuro procedimiento de la CPUC, cuya recuperación no está asegurada.



En junio de 2020, la CPUC emitió una decisión para aplicar ciertas protecciones a los clientes para reducir las desconexiones de los clientes del sector residencial y mejorar los procesos de reconexión, incluidas, entre otras cosas, la imposición de limitaciones a las desconexiones del servicio, la eliminación de los requisitos de depósito y las tarifas de reconexión, el establecimiento de la AMP que proporciona a los clientes del sector residencial con ingresos aceptables una ayuda en la facturación de servicios públicos con montos pendientes y mayores esfuerzos de divulgación y comercialización. La decisión permite a cada una de las Empresas de Servicios Públicos de California establecer una cuenta de equilibrio bidireccional para registrar los gastos incobrables que se relacionen con la incapacidad de los clientes del sector residenciales para pagar sus facturas de electricidad o gas, incluso como resultado de la ayuda para pagar los montos pendientes de facturación de servicios públicos proporcionados en virtud de la AMP.

### Asunto sobre tasas generales de la CPUC

La CPUC utiliza procedimientos GRC para fijar tarifas diseñadas para permitir que las Empresas de Servicios Públicos de California recuperen sus costos operativos razonables y brinden la oportunidad de realizar sus tasas autorizadas de rendimiento de sus inversiones.

### Asunto sobre tasas generales 2019

En septiembre de 2019, la CPUC emitió una resolución definitiva en el GRC 2019 en la que aprobó los ingresos del año de prueba de SDG&E y SoCalGas para 2019 y ajustes del año de disminuciones para 2020 y 2021, que entró en vigor retroactivamente al 1 de enero de 2019. Este es el primer GRC que incluye ingresos autorizados para actividades de la fase de mitigación de la evaluación del riesgo.

El GRC FD 2019 aprobó un requisito de ingresos del año de prueba 2019 por \$1,990 millones de dólares para las operaciones combinadas de SDG&E (\$1,590 millones de dólares para sus operaciones eléctricas y \$400 millones de dólares para sus operaciones de gas natural) y \$2,770 millones de dólares para SoCalGas.

En los incrementos se incluyen componentes autorizados por separado para O&M y costos relacionados con el capital, según se indica a continuación:

#### REQUERIMIENTO DE AUMENTO DE INGRESOS AUTORIZADOS PARA 2020 Y 2021

(En millones de dólares)

	Aumento de 2020 a partir de 2019		Aumento de 2021 a partir de 2020	
	Aumento de ingresos	Aumento por ciento	Aumento de ingresos	Aumento por ciento
<b>SDG&amp;E:</b>				
O&M	\$ 20	2.64 %	\$ 19	2.47 %
Costos relacionados con el capital	114	9.74	83	6.47
<b>Aumento total</b>	<b>\$ 134</b>	<b>6.74</b>	<b>\$ 102</b>	<b>4.83</b>
<b>SoCalGas:</b>				
O&M	\$ 36	2.64 %	\$ 34	2.40 %
Costos relacionados con el capital	184	14.36	116	7.93
<b>Aumento total</b>	<b>\$ 220</b>	<b>7.92</b>	<b>\$ 150</b>	<b>5.00</b>

En enero de 2020, la CPUC emitió una resolución definitiva por la que se implementa un ciclo GRC de cuatro años para los IAE de California. Se ordenó a las Empresas de Servicios Públicos de California presentar una solicitud de modificación para revisar su GRC 2019 para agregar dos años de disminución adicionales, lo que dio como resultado un período transitorio de cinco años GRC (2019-2023). Las Empresas de Servicios Públicos de California presentó la solicitud en abril de 2020 y solicitó la autorización de su mecanismo de fijación de tarifas del año posterior a la prueba por dos años adicionales. Posteriormente solicitamos un aumento actualizado en el requisito de ingresos para SDG&E y SoCalGas de aproximadamente \$91 millones de dólares y \$150 millones de dólares, respectivamente, para 2022, y \$104 millones de dólares y \$131 millones de dólares, respectivamente, para 2023, reflejando ciertos ajustes. Estos montos incluyen ingresos tanto para O&M como para la disminución de los costos de capital. En junio de 2020, la CPUC emitió una resolución para aclarar aún más los temas de revisión en la solicitud de las empresas de servicios públicos de California, que son principalmente si los requisitos y mecanismos de ingresos propuestos para los dos años de disminución adicionales propuestos son justos y razonables. En septiembre de 2020, las Empresas de Servicios Públicos de California





presentaron un informe de su situación para resumir posiciones sobre la forma en que deben incorporarse los impactos de la pandemia COVID-19 a las tasas de disminución propuestas. Las Empresas de Servicios Públicos de California propusieron continuar con el mecanismo de disminución utilizando el pronóstico de costos de utilidad del segundo trimestre de 2020 de Global Insight, que integra impactos de la pandemia COVID-19. Los terceristas han propuesto otras alternativas, entre ellas el uso de factores de escalada basados en el Índice de Precios al Consumidor. Esperamos una resolución propuesta en el primer trimestre de 2021.

El GRC FD 2019 aprobó el establecimiento de cuentas de balance de primas de seguros de responsabilidad civil bidireccional por parte de las Empresas de Servicios Públicos de California, incluidos costos de primas de seguro de incendios forestales basados en un nivel específico de cobertura. El GRC FD 2019 también permite a las Empresas de Servicios Públicos de California buscar la recuperación de la cobertura de seguro de responsabilidad civil adicional.

El GRC FD 2019 aclaró que las diferencias entre el gasto incurrido y el gasto del impuesto sobre la renta pronosticado debido a diferencias de pronóstico no están sujetas a seguimiento en la cuenta memorándum de gastos del impuesto sobre la renta a partir de 2019. SDG&E y SoCalGas registraron previamente pasivos reglamentarios, incluidos los intereses, relacionados con el 2016 al 2018 que rastrearon diferencias de pronóstico de \$86 millones de dólares y \$89 millones de dólares, respectivamente. En abril de 2020, la CPUC confirmó el tratamiento de la cuenta de memorándum de gastos del impuesto sobre la renta de dos vías para estos saldos de 2016 a 2018, momento en que las Empresas de Servicios Públicos de California liberaron estos saldos de responsabilidad reglamentaria a ingresos e intereses reglamentarios.

### Costo de Capital de la CPUC

En diciembre de 2019, la CPUC aprobó el costo de las estructuras de capital y tasa (que se muestra en el siguiente cuadro) para SDG&E y SoCalGas que entró en vigor el 1 de enero de 2020 y permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2022. SDG&E no propuso un costo 2020 de capital preferente en este procedimiento. En enero de 2020, SDG&E presentó una carta de asesoramiento para continuar el costo de la participación preferida para el año de prueba 2020 en 6.22%, el cual aprobó la CPUC en marzo de 2020.

#### COSTO DE CAPITAL AUTORIZADO DE LA CPUC Y ESTRUCTURA DE TASAS

SDG&E				SoCalGas			
Ponderación autorizada	Rendimiento en la base de tasa	rendimiento ponderado de la base tarifaria		Ponderación autorizada	Rendimiento en la base de tasa	rendimiento ponderado de la base tarifaria	
45.25 %	4.59 %	2.08 %	Deuda a largo plazo	45.60 %	4.23 %	1.93 %	
2.75	6.22	0.17	Participación preferida	2.40	6.00	0.14	
52.00	10.20	5.30	Participación ordinaria	52.00	10.05	5.23	
100.00 %		7.55 %		100.00 %		7.30 %	

El CCM fue reautorizado en el costo de capital 2020 y continuó hasta 2022. La tasa de referencia CCM de SDG&E es de 4.498%, basada en el índice de bonos de servicios públicos Baa- de Moody's, y la tasa de referencia CCM de SoCalGas es de 4.029%, basada en el índice de bonos de servicios públicos A- de Moody's. El índice aplicable a cada servicio público se basa en la calificación crediticia de cada servicio público utilidad. Las tasas de referencia de CCM para SDG&E y SoCalGas son la base de comparación para determinar si los periodos de medición futuros "desencadenan" el CCM. Para los 12 meses terminados en septiembre de 2020, el primer "Periodo CCM", el detonante no ocurrió para SDG&E o SoCalGas. El próximo Periodo CCM es de octubre de 2020 a septiembre de 2021. El CCM, de activarse en 2021, entraría en vigor el 1 de enero de 2022, y actualizaría automáticamente el costo autorizado de la deuda en función de los costos reales y actualizaría el ROE autorizado al alza o a la baja por la mitad de la diferencia entre el punto de referencia de CCM y el bono de utilidad Moody's promedio de 12 meses aplicable índice.





### ***Asuntos tarifarios de la FERC y costo de capital***

SDG&E trabaja por separado con la FERC para su ROE autorizado sobre operaciones y activos de transmisión eléctrica reglamentados por la FERC.

El ROE FERC de SDG&E de 10.05% fue la base del reconocimiento de ingresos relacionados con la FERC de SDG&E hasta marzo de 2020, cuando la FERC aprobó los términos de liquidación que SDG&E y todas las partes en liquidación alcanzaron en octubre de 2019 en la presentación TO5 de SDG&E. El acuerdo de liquidación preveía un ROE de 10.60%, que consiste de un ROE base de 10.10% más 50 bps adicionales para la participación en la ISO de California. Si la FERC emite una orden que dicta que los IAE de California ya no son tienen derecho a el ROE ISO adicional de California, SDG&E reembolsaría los 50 bps adicionales de ROE asociados a la ISO de California a partir de la fecha de vigencia del reembolso (1 de junio de 2019) en este procedimiento. El plazo del TO5 es surte efectos el 01 de junio de 2019 y permanecerá en vigor indefinidamente y las partes tendrán el derecho anual de dar por terminado el acuerdo a partir del 2022. En 2020, SDG&E registró ingresos retroactivos por \$12 millones de dólares relacionados con 2019 e ingresos adicionales del FERC por \$17 millones de dólares para concluir un asunto tarifario, netos de ciertos reembolsos a pagar a clientes jurisdiccionales de la CPUC-.

### ***Consulta programa de eficiencia energética***

En enero de 2020, la CPUC emitió un dictamen con la intención de obtener comentarios sobre un informe elaborado por su consultor respecto al Programa Upstream Lighting de SDG&E para el programa del año 2017. Posteriormente, la CPUC amplió el alcance de los comentarios para cubrir el programa del año 2018. El Programa Upstream Lighting fue uno de los programas de Eficiencia Energética de SDG&E diseñados para producir ahorros de eficiencia energética para los que SDG&E podría ganar un incentivo basado en el rendimiento.


De conformidad con la resolución de la CPUC, los terceristas que representan a los contribuyentes han cuestionado la gestión del programa por parte de SDG&E y alegaron que ciertos gastos del programa no beneficiaron los objetivos del programa. Derivado de la investigación, SDG&E amplió voluntariamente su revisión para incluir el programa del año 2019. A partir de esta revisión y pláticas con los terceristas, SDG&E concluyó que algunas concesiones eran apropiadas, que incluyen reembolsar ciertos costos y ciertos incentivos basados en el desempeño a los clientes e incurrir en una multa. En consecuencia, en el año terminado el 31 de diciembre de 2020, SDG&E redujo los ingresos en \$51 millones de dólares y registró una multa de \$6 millones de dólares en Otras Utilidades (Gastos) Netos, en los Estados Consolidados de Resultados de SDG&E y de Sempra Energy. El impacto después de impuestos para el año terminado el 31 de diciembre de 2020 fue de \$44 millones de dólares. En octubre de 2020, SDG&E celebró un convenio de operación con los terceristas de acuerdo con estas concesiones. Esperamos que la CPUC apruebe el convenio de operación en 2021.

## **SOCALGAS**

### ***OSCs — Eficiencia energética y abogacía***

En octubre de 2019, la CPUC emitió una OSC para determinar si debe sancionarse a SoCalGas por violación de ciertas secciones y disposiciones del código de la CPUC. La 1 OSC surgió aproximadamente 40 días y \$9,000 de actividades de promoción de códigos y lineamientos de eficiencia energética transicional (EE) emprendidas por SoCalGas en 2018, tras una resolución de la CPUC que descarta el compromiso futuro de SoCalGas en la defensa de los códigos y lineamientos de EE a nivel estatal.

En diciembre de 2019, la CPUC emitió una segunda OSC para determinar si SoCalGas tiene derecho a los incentivos de los accionistas del programa EE para la promoción de códigos y normas en 2016 y 2017, si sus accionistas deben asumir los costos de esas actividades de defensa, y para abordar si otros derechos son adecuados. Posteriormente se amplió el alcance de esta OSC para incluir el programa en los años 2014 y 2015, y el compromiso de SoCalGas con los gobiernos locales sobre los códigos de alcance propuestos.



Terceristas en estas OSC han sugerido a la CPUC ordenar diversas sanciones financieras y no financieras. Si la CPUC evaluara multas o sanciones a SoCalGas asociadas a estas OSC, estas podrían ser significativas. Esperamos resoluciones de la CPUC sobre estas OSC en el primer semestre de 2021.

### *Prácticas de Facturación OII*

En mayo de 2017, la CPUC emitió un OII para determinar si SoCalGas violó alguna disposición del Código de Servicios Públicos de California, Resoluciones Generales, resoluciones de la CPUC, u otros requisitos relativos a las prácticas de facturación de 2014 a 2016. La CPUC examinó la puntualidad de las facturas mensuales, ampliando el período de facturación para los clientes, y emitiendo facturas estimadas, incluido un examen de las reglas de tarifas de gas de SoCalGas. En enero de 2019, la CPUC ordenó a SoCalGas pagar \$8 millones de dólares en sanciones, incluidos \$3 millones de dólares que se pagaron en julio de 2019 al fondo general de California y \$5 millones de dólares que se acreditarían a clientes que recibieron facturas retrasadas (mayores de 45 días) en forma de crédito de factura de \$100 dólares.

## NOTA 5. ADQUISICIONES, DESINVERSIONES Y OPERACIONES DISCONTINUAS

Consolidamos los activos adquiridos y pasivos asumidos a partir de la fecha de compra e incluimos las ganancias de adquisiciones en ganancias consolidadas posteriores a la fecha de compra.

### ADQUISICIONES

#### *Sempra Texas Utilities*

##### *TTHC*

En febrero de 2020, STIH adquirió una participación indirecta adicional, 0.1975% en Oncor mediante su adquisición de una participación del 1% en TTHC de Hunt Strategic Utility Investment, L.L.C. (Hunt), incluidas pagarés por cobrar adeudados por TTHC con un saldo pendiente total de aproximadamente \$6 millones de dólares para una compra total precio de aproximadamente \$23 millones de dólares en efectivo, lo que eleva la participación social indirecta de Sempra Energy en Oncor a aproximadamente 80.45%. TTHC posee indirectamente el 100% de TTI, que posee el 19.75% de la participación social en circulación de Oncor. En la fecha de adquisición, determinamos que el valor razonable de los pagarés por cobrar era de 7 millones de dólares con base en un modelo de flujo de efectivo descontado, y atribuimos \$16 millones de dólares a la inversión en TTHC, que registramos como inversión en método de participación.

La adquisición de la participación del 1% por parte de STIH fue objeto de una demanda interpuesta en el Tribunal de Cancillería de Delaware por los propietarios del 99% restante de participación en la propiedad de TTHC. STIH adquirió su participación de 1% en TTHC en febrero de 2020 luego de que el Tribunal de Cancillería de Delaware resolviera, entre otras cosas, que el derecho de STIH a comprar el interés del 1% era superior al de los restantes propietarios de TTHC. Los propietarios restantes apelaron esa resolución y, en mayo de 2020, el Tribunal superior de Delaware revocó la sentencia del Tribunal de Cancillería de Delaware y remitió el asunto al Tribunal de Cancillería de Delaware. En septiembre de 2020, el Tribunal de Cancillería de Delaware ordenó, entre otras cosas, la rescisión de la compra por parte de STIH del 1% de interés en TTHC. Las partes han cumplido con la resolución del tribunal y la participación indirecta de Sempra Energy en Oncor ha regresado al 80.25%. Recibimos un reembolso completo del precio de compra de Hunt en septiembre de 2020 y hemos deshecho completamente la adquisición.

##### *Oncor Holdings*

En marzo de 2018, Sempra Energy concluyó la adquisición de una participación indirecta del 100% en Oncor Holdings, que poseía el 80.03% de Oncor, y otros activos y pasivos de EFH no relacionados con Oncor. Pagamos una contraprestación de \$9.45 mil millones de dólares en efectivo y \$31 millones de dólares adicionales que representan un ajuste por dividendos y pagos conforme a un acuerdo de participación fiscal con Oncor y Oncor Holdings. También en marzo de 2018, en una operación separada, Sempra Energy, a través de su participación en Oncor Holdings, adquirió un 0.22% adicional de las participaciones en circulación en Oncor de Oncor Management Investment LLC por \$26 millones de dólares en efectivo, lo que elevó la participación indirecta



de Sempra Energy en Oncor al 80.25%. TTI sigue siendo propietario del 19.75% de la participación indirecta en circulación de Oncor.

Debido a las medidas de protección, los mecanismos de gobernabilidad existentes y los compromisos vigentes, no tenemos la facultad de dirigir las actividades significativas de Oncor Holdings y Oncor. En consecuencia, damos cuenta de nuestro 100% de participación en Oncor Holdings como una inversión en método de participación. Consulte la Nota 6 para obtener información adicional sobre nuestra inversión en método de participación en Oncor Holdings y medidas de protección relacionadas.

El precio total de compra pagado estuvo comprendido por lo siguiente:

- \$9,450 millones de dólares de contraprestación de fusión;
- Ajuste de \$31 millones de dólares por dividendos y pagos conforme a un acuerdo de participación fiscal con Oncor y Oncor Holdings;
- \$26 millones de dólares pagados en una operación separada para adquirir un 0.22% adicional de las participaciones en circulación en Oncor de Oncor Management Investment LLC; y
- \$59 millones de dólares de costos de operación incluidos en la base de nuestra inversión en Oncor Holdings.

Contabilizamos la fusión como una adquisición de activos, ya que la inversión del método de participación en Oncor Holdings representa sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos. Otros activos y pasivos de EFH no relacionados con Oncor que fueron adquiridos han sido integrados en nuestra empresa matriz y en otras. En el siguiente cuadro se expone la asignación del precio total de compra pagado a los activos identificables adquiridos y pasivos asumidos.

ASIGNACIÓN DE PRECIO DE COMPRA (En millones de dólares)		Al 9 de marzo de 2018 <sup>(1)</sup>
<b>Activos adquiridos:</b>		
Cuentas por cobrar — otras, netas	\$	1
Cuentas por cobrar a afiliadas no consolidadas		46
Inversión en Oncor Holdings		9,227
Activos del impuesto sobre la renta diferidos		287
Otros activos no circulantes		109
Total del activo adquiridos		9,670
<b>Pasivos asumidos:</b>		
Otros Pasivo circulante		23
Obligaciones de plan de pensiones y otras prestaciones posteriores la jubilación		21
Créditos diferidos y otros		58
Total de pasivos asumidos		102
Activos netos adquiridos	\$	9,568
Precio total de compra pagado	\$	9,568

(1) Conforme a los ajustes por partidas posteriores al cierre.





El valor razonable de la inversión del método de participación en Oncor Holdings es atribuible principalmente al negocio de Oncor. Por lo tanto, consideramos los activos y pasivos subyacentes de Oncor al determinar el valor razonable de nuestra inversión en método de participación. Como entidad reglamentada, las tarifas de Oncor son fijadas y aprobadas por la PUCT, y están diseñadas para recuperar el costo de la prestación del servicio y la oportunidad de obtener un rendimiento razonable de sus inversiones. En consecuencia, Oncor aplica los lineamientos conforme a las disposiciones de los U.S. GAAP que rigen las operaciones reglamentadas por las normas. En virtud de los U.S. GAAP, la reglamentación se considera como una característica (restricción) de los activos y pasivos de una entidad reglamentada, y el impacto de la reglamentación se considera un valor fundamental para medir el valor razonable de los activos y pasivos de Oncor. Bajo esta premisa, concluimos que los valores en libros de todos los activos y pasivos recuperables a través de tasas son representativos de sus valores razonables.

En mayo de 2019, Oncor concluyó la adquisición del 100% de las acciones emitidas y en circulación de InfraReit y del 100% de las unidades de sociedad limitada de su filial, InfraReit Partners, LP. Oncor pagó contraprestación de \$1,275 millones de dólares, o \$21 por acción, más ciertos costos de operación operación incurridos por InfraReit y sus subsidiarias y pagados por Oncor en su nombre, incluidos \$40 millones de dólares por una cuota por terminación del contrato de administración. Oncor recibió un total de \$1,330 millones de dólares en aportaciones de capital de Sempra Energy y de algunos tenedores indirectos de participación de TTI, proporcionales a su respectiva participación social en Oncor para financiar el precio de compra y ciertos gastos.

En el marco de la adquisición por parte de Oncor de participaciones en InfraReit, inmediatamente antes de cerrar la adquisición de InfraReit, SDTS aceptó y asumió ciertos activos y pasivos de Sharyland Utilities, y de LP a cambio de ciertos activos de SDTS. SDTS recibió bienes inmuebles y otros activos utilizados en el negocio de transmisión y distribución eléctrica en Central, Norte y Oeste de Texas, así como la participación accionaria en GS Project Entity, L.L.C. (filial totalmente propiedad de Sharyland Utilities, LP), y Sharyland Utilities, LP recibió bienes inmuebles y otros activos utilizados en el negocio de transmisión y distribución eléctrica cerca de la frontera Texas-México. Inmediatamente antes de la finalización del intercambio, SDTS se convirtió en una subsidiaria indirecta de propiedad total de InfraReit Partners, LP.

#### *Sharyland Holdings*

En mayo de 2019, Sempra Energy adquirió una participación indirecta del 50% en Sharyland Holdings por \$95 millones de dólares (neto de \$7 millones de dólares en ajustes posteriores al cierre). En relación con la consumación de la adquisición y previo a la misma, Sharyland Holdings poseía el 100% de las participaciones en Sharyland Utilities, LP y Sharyland Utilities, LP se convirtió en sociedad de responsabilidad limitada, llamada Sharyland Utilities, L.L.C. Contabilizamos nuestra participación indirecta del 50% en Sharyland Holdings como un método de inversión de participación.

#### *Servicios públicos Sempra Sudamérica*

##### *Compañía Transmisión del Norte Grande S.A.*

En diciembre de 2018, Chilquinta Energía adquirió un 100% de participación en Compañía Transmisionera del Norte Grande S.A. a través de un contrato de compracontrato de compraventa con AES Gener S.A. y su filial Sociedad Eléctrica Angamos S.A. Concluimos la adquisición por un precio de compra de \$226 millones de dólares y pagamos \$208 millones de dólares (neto de \$18 millones de dólares en efectivo adquirido) con efectivo disponible a mano en nuestro ex segmento de Sempra South American Utilities, el cual se presenta y fue incluido como parte de la venta de operaciones discontinuas.

Contabilizamos esta combinación de negocios utilizando el método de adquisición de la contabilidad. En la fecha de adquisición, asignamos los \$208 millones de dólares en efectivo pagados a los activos identificables adquiridos (\$231 millones de dólares) y pasivos asumidos (\$43 millones de dólares) con base en sus respectivos valores razonables, con el exceso reconocido como crédito mercantil (\$38 millones de dólares), que se incluyen a continuación en el "Activos en la venta en Operaciones Discontinuas" tabla.





En febrero de 2021, IEnova acordó adquirir la participación del 50% de Saavi Energía en ESJ por aproximadamente \$83 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2020, IEnova poseía una participación del 50% en ESJ, la cual se contabiliza como una inversión en método de participación. Al concluir la adquisición, IEnova poseerá el 100% de ESJ y la consolidará. ESJ posee una instalación de generación de energía eólica totalmente operativa con una capacidad en placa de identificación de 155 MW que es totalmente contratada por SDG&E. ESJ está construyendo una segunda instalación de generación de energía eólica, que esperamos se concluya a finales de 2021 o en el primer trimestre de 2022 y tendrá una capacidad de placa de identificación de 108 MW. Esperamos completar la adquisición en el primer semestre de 2021, sujeto a diversas condiciones de cierre, incluidas las autorizaciones de la FERC y COFEE.

## DESINVERSIONES

En junio de 2018, nuestro consejo de administración aprobó un plan para desinvertir ciertos activos de almacenamiento de gas natural no utilitario en el sureste de Estados Unidos, y todos nuestros activos eólicos y solares estadounidenses (colectivamente, los Activos). En consecuencia, registramos cargos por deterioro por un total de \$1.5 mil millones de dólares (\$900 millones de dólares después de impuestos y NCI) en junio de 2018, que incluyeron \$1.3 mil millones de dólares (\$755 millones de dólares después de impuestos y NCI) en Sempra LNG, incluidos en Pérdidas por Deterioro en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy, y \$200 millones (\$145 millones después de impuesto) en Sempra Renewables, incluido en Participación en resultados en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy. En diciembre de 2018, redujimos el deterioro de \$1.3 mil millones de dólares registrado en Sempra LNG en junio de 2018 en \$183 millones de dólares (\$126 millones después de impuestos y NCI) como resultado del contrato de compraventa para ciertos activos de almacenamiento que se describen a continuación, lo que resulta en un cargo por deterioro total de \$1.1 mil millones de dólares (\$629 millones de dólares después de impuestos y NCI) para el año terminado el 31 de diciembre de 2018. Estos cargos por deterioro representaron principalmente un ajuste de los valores en libros de los activos relacionados a los valores razonables estimados, menos costos a vender cuando proceda, lo cual mencionamos en las Notas 6 y 12.

### *Sempra LNG*

En febrero de 2019, Sempra LNG concluyó la venta de sus activos de almacenamiento de gas natural no utilitario en el sureste de Estados Unidos (integrado por Mississippi Hub y Bay Gas), los cuales clasificamos como activos destinados para su venta al 31 de diciembre de 2018, y recibieron ingresos en efectivo por \$322 millones de dólares, netos de costos de operación. En enero de 2019, Sempra LNG concluyó la venta de otros activos no utilitarios por \$5 millones de dólares.

### *Sempra Renewables*

En diciembre de 2018, Sempra Renewables concluyó la venta de los siguientes activos por ingresos en efectivo por \$1.6 mil millones de dólares:

- sus activos solares operativos, incluidos los activos que poseemos a través de coinversiones o mediante contratos de capital pagado con bonificaciones fiscales (distintos de los intereses en inversores de capital fiscal);
- sus proyectos de desarrollo de almacenamiento solar y de baterías; y
- su 50% de interés en la instalación de generación eólica Broken Bow 2.

En 2018, reconocimos una ganancia antes de impuestos de \$513 millones de dólares (\$367 millones de dólares después de impuestos) en Utilidad por venta de activos en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy.



En el siguiente cuadro se resume la desconsolidación de estas afiliadas en 2018.

#### DESCONSOLIDACIÓN DE AFILIADAS

(en millones de dólares)

	Ciertas afiliadas de Sempra Renewables
	Al 31 de diciembre de 2018
El producto de la venta, neto de los costos de operación	\$ 1,585
Efectivo	(7)
Efectivo con restricciones	(7)
Otros activos circulantes	(14)
Propiedad, planta y equipo, neto	(1,303)
Otras inversiones	(329)
Otros activos a largo plazo	(24)
Pasivo circulante	8
Deuda a largo plazo	70
Obligaciones de retiro de activos	52
Otros pasivos a largo plazo	5
Participación no controladora	486
Acumulado otro ingreso integral	(9)
Ganancia en venta	\$ 513

En abril de 2019, Sempra Renewables concluyó la venta de sus activos cíclicos restantes e inversiones por \$569 millones de dólares, netos de costos de operación y registró una ganancia de \$61 millones de dólares (\$45 millones de dólares después de impuestos y NCI), que se incluye en Utilidad por venta de activos en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy. Al finalizar la venta, las actividades comerciales nominales restantes en Sempra Renewables se integraron a la Matriz y a otros y el segmento Sempra Renewables dejó de existir.

#### OPERACIONES DISCONTINUAS

En enero de 2019, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender nuestros negocios sudamericanos. Presentamos estos negocios, que anteriormente constituían el segmento Sempra South American Utilities, y ciertas actividades asociadas a esos negocios como operaciones discontinuas.

En abril de 2020, completamos la venta de nuestra participación accionaria en nuestros negocios peruanos, incluido nuestro 83.6% de participación en Luz del Sur y nuestra participación en Tecsur, a una filial de China Yangtze Power International (Hongkong) Co., Limitado por ingresos en efectivo de \$3,549 millones de dólares, netos de costos de operación y ajustado para ajustes posteriores al cierre, y registró una ganancia antes de impuestos de \$2,271 millones de dólares (\$1,499 millones de dólares después de impuestos).

En junio de 2020, concluimos la venta de nuestras participaciones accionarias en nuestros negocios chilenos, incluido nuestra participación del 100% en Chilquinta Energía y Tecnoled y nuestra participación del 50% en Eletrans a State Grid International Development Limited por ingresos en efectivo de \$2,216 millones de dólares, netos de costos de operación y ajustado para ajustes posteriores al cierre y registró una ganancia antes de impuestos de \$628 millones de dólares (\$248 millones de dólares después de impuestos).

En el año terminado el 31 de diciembre de 2020, las ganancias antes de impuestos por las ventas de nuestros negocios sudamericanos se incluyen en Utilidades en por Venta de Operaciones Discontinuas en la tabla siguiente y las utilidades después de impuestos se incluyen en Ingresos por Operaciones Discontinuas, Neto del Impuesto sobre la Renta en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy.



Los resultados resumidos de las operaciones discontinuas fueron los siguientes:

OPERACIONES DISCONTINUAS (En millones de dólares)	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020 <sup>(1)</sup>	2019	2018
Ingresos	\$ 570	\$ 1,614	\$ 1,585
Costo de ventas	(364)	(1,012)	(1,041)
Utilidades por venta de operaciones discontinuas	2,899	—	—
Gastos de operación	(66)	(159)	(206)
Intereses y otros	(3)	(11)	(6)
Utilidades antes de impuestos sobre la renta y ganancias en acciones	3,036	432	332
Gasto del impuesto sobre la renta	(1,186)	(72)	(145)
Participación en resultados	—	3	1
Ingresos por operaciones discontinuas, neto del impuesto sobre la renta	1,850	363	188
Utilidades atribuibles a participaciones no controladoras	(10)	(35)	(32)
Utilidades por operaciones discontinuas atribuibles a acciones ordinarias	\$ 1,840	\$ 328	\$ 156

(1) Los resultados incluyen actividad hasta la desconsolidación de nuestros negocios peruanos el 24 de abril de 2020 y negocios chilenos el 24 de junio de 2020 y ajustes posteriores al cierre relacionados con las ventas de estos negocios.

En el siguiente cuadro se resumen los montos en porte de las clases principales de activos y pasivos afines clasificados como destinados a la venta en operaciones discontinuas.

ACTIVOS DESTINADOS PARA SU VENTA EN OPERACIONES DISCONTINUAS (En millones de dólares)		31 de diciembre de
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$	74
Efectivo con restricciones <sup>(1)</sup>		1
Cuentas por cobrar, netos		303
Cuentas por cobrar a afiliadas no consolidadas		2
Inventarios		36
Otros activos circulantes		29
Activos circulantes	\$	445
Cuentas por cobrar a afiliadas no consolidadas	\$	54
Crédito mercantil y otros activos intangibles		801
Propiedad, planta y equipo, neto		2,618
Otros activos no circulantes		40
Activos no circulantes	\$	3,513
Deuda a corto plazo	\$	52
Cuentas por pagar		201
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamiento financiero		85
Otros Pasivo circulante		106
Pasivo circulante	\$	444
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	\$	702
Impuestos sobre la renta diferidos		284
Otros pasivos no circulante		66
Pasivos no circulante	\$	1,052

(1) Representa primordialmente fondos retenidos conforme a la ley fiscal peruana.



Derivado de las ventas de nuestros negocios sudamericanos, en 2020, reclasificamos \$645 millones de dólares de pérdidas acumuladas de conversión de moneda extranjera de AOCI a utilidades por Venta de Operaciones Discontinuas, que se incluye en Ingresos por Operaciones Discontinuas, Neto del Impuesto sobre la Renta en los Estados Consolidados de Resultados de Semptra Energy.



## NOTA 6. INVERSIONES EN ENTIDADES NO CONSOLIDADAS

Generalmente contabilizamos las inversiones conforme al método de participación cuando tenemos una influencia significativa en estas entidades, pero no tenemos control de las mismas. Las utilidades y pérdidas de participación, antes y netas del impuesto sobre la renta, se combinan y presentan como Participación en Resultados en los Estados Consolidados de Resultados.

Nuestras inversiones en métodos de participación incluyen diversas entidades nacionales y extranjeras. Nuestros participantes por el o método de participación interno son por lo general asociaciones que son entidades que trasladan ingresos a los inversionistas para efectos impuesto sobre la renta y por lo tanto no registran el impuesto sobre la renta. El impuesto sobre la renta de Sempra Energy sobre las utilidades de estos métodos de participación de los participantes, distintos de Oncor Holdings como se discute a continuación, está incluido en el Gastos (ingresos) por impuesto sobre la renta en los Estados Consolidados de Resultados. Las empresas inversoras que usan el método de capital extranjero son generalmente sociedades cuyas operaciones son gravables de forma independiente en los países en los que operan, y reconocemos nuestro patrimonio neto en dichos ingresos o pérdidas netas del impuesto sobre la renta de dichas empresas inversoras. Consulte la Nota 8 para obtener información sobre cómo se factorizan las utilidades y pérdidas por acciones antes de impuestos sobre la renta en los cálculos de nuestros ingresos o pérdidas antes de impuestos y ETR.

Proporcionamos los valores en libras de nuestras inversiones y utilidades (pérdidas) sobre estas inversiones en las siguientes tablas

### MÉTODO DE PARTICIPACIÓN Y OTROS SALDOS DE INVERSIÓN

(En millones de dólares)

	Porcentaje de participación			
	Al 31 de diciembre de		Al 31 de diciembre de	
	2020	2019	2020	2019
<b>Sempra Texas Utilities:</b>				
Oncor Holdings <sup>(1)</sup>	100 %	100 %	\$ 12,440	\$ 11,519
<b>Sempra Texas Utilities:</b>				
Sharyland Holdings <sup>(2)</sup>	50	50	\$ 102	\$ 100
<b>Sempra México:</b>				
ESJ <sup>(3)</sup>	50	50	34	39
IMG JV <sup>(4)</sup>	40	40	440	337
TAG JV <sup>(5)</sup>	50	50	378	365
<b>Sempra LNG:</b>				
Cameron LNG JV <sup>(6)</sup>	50.2	50.2	433	1,256
Total de otras inversiones en métodos de renta variable			1,387	2,097
Otros			1	6
<b>Total de otras inversiones</b>			<b>\$ 1,388</b>	<b>\$ 2,103</b>

- (1) El valor contable de nuestra inversión en método de participación es de \$2,833 millones de dólares y \$2,825 millones de dólares superior al patrimonio neto subyacente en los activos netos de la participada al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, debido a \$2,868 millones de fondos de comercio del método de participación y \$69 millones de dólares en diferencias de base en AOCI, compensados por \$104 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y \$114 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 debido a un pasivo de participación fiscal a TTI en virtud de un acuerdo de reparto de impuestos.
- (2) El valor contable de nuestra inversión en método de participación es de \$42 millones de dólares superior al patrimonio neto subyacente en los activos netos de las empresas inversoras debido al Crédito Mercantil del método de participación.
- (3) El valor contable de nuestra inversión en método de participación es de \$12 millones de dólares superior al patrimonio neto subyacente en los activos netos de las empresas inversoras debido a la revaloración de nuestra inversión retenida al valor razonable en 2014.
- (4) El valor contable de nuestra inversión en método de participación es de \$5 millones de dólares superior al patrimonio neto subyacente en los activos netos de las empresas inversoras debido a garantías.
- (5) El valor contable de nuestra inversión en método de participación es de \$130 millones de dólares superior al patrimonio neto subyacente en los activos netos de las empresas inversoras debido al Crédito Mercantil del método de participación.
- (6) El valor contable de nuestra inversión en método de participación es de \$259 millones de dólares y \$263 millones de dólares superior al patrimonio neto subyacente en los activos netos de las empresas inversoras al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, debido principalmente a garantías, que mencionamos a continuación, intereses capitalizados sobre la inversión anterior a la coinversión iniciando sus operaciones principales previstas en agosto de 2019 y amortización de cuotas de garantía e intereses capitalizados posteriormente.



## UTILIDADES (PÉRDIDAS) DE INVERSIONES EN MÉTODOS DE PATRIMONIO

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>UTILIDADES (PÉRDIDAS) REGISTRADAS ANTES DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA <sup>(1)</sup>:</b>			
<b>Sempra Texas Utilities:</b>			
Sharyland Holdings	\$ 3	\$ 2	\$ —
<b>Sempra LNG:</b>			
Cameron LNG JV	391	24	—
<b>Sempra Renewables:</b>			
<b>Viento:</b>			
Auwahi Viento	—	—	3
Broken Bow 2 Viento	—	—	(2)
Cedar Creek 2 Viento	—	—	(1)
Flat Ridge 2 Viento <sup>(2)</sup>	—	(3)	(178)
Fowler Ridge 2 Viento	—	5	3
Mehoopany Viento <sup>(2)</sup>	—	1	(30)
<b>Solar:</b>			
Alianza solar de California	—	—	8
Copper Mountain Solar 2	—	—	5
Copper Mountain Solar 3	—	—	8
Mesquite Solar 1	—	—	18
Otros	—	2	(3)
<b>Matriz y otros:</b>			
RBS Sempra Commodities <sup>(2)</sup>	(100)	—	(67)
Otros	—	(1)	—
	<b>294</b>	<b>30</b>	<b>(236)</b>
<b>UTILIDADES REGISTRADAS NETAS DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA:</b>			
<b>Sempra Texas Utilities:</b>			
Oncor Holdings	577	526	371
<b>Sempra México:</b>			
ESJ	5	2	2
IMG JV	103	9	29
TAG JV	36	13	9
	<b>721</b>	<b>550</b>	<b>411</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 1,015</b>	<b>\$ 580</b>	<b>\$ 175</b>

(1) Proporcionamos nuestro cálculo ETR en la Nota 8.

(2) Las pérdidas por inversión en método de participación en 2018 incluyen un cargo por deterioro no temporal, que mencionamos a continuación.

Damos a conocer las distribuciones recibidas de nuestras inversiones, por segmento, en el siguiente cuadro.

## DISTRIBUCIONES DE INVERSIONES

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Sempra Texas Utilities	\$ 286	\$ 246	\$ 149
Sempra México	8	2	—
Sempra LNG	1,168	—	—
Sempra Renewables	—	1	63
Matriz y otros	—	7	—
<b>Total</b>	<b>\$ 1,462</b>	<b>\$ 256</b>	<b>\$ 212</b>



Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, nuestra participación de las utilidades no distribuidas de las inversiones en métodos de participación en resultados fue de \$1.1 mil millones de dólares y \$634 millones de dólares, respectivamente, incluidos \$792 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 en utilidades no distribuidas por inversiones para las cuales tenemos más del 50% de participación accionaria.

SERVICIOS PÚBLICOS SEMPRA TEXAS

### Oncor Holdings

Según mencionamos en la Nota 5, en marzo de 2018, concluimos la adquisición de una participación indirecta del 100% en Oncor Holdings, que posee una participación de 80.25% en Oncor. Sempra Energy no controla Oncor Holdings ni Oncor y las medidas de protección, mecanismos de gobernanza y compromisos en efecto limitan nuestra capacidad de dirigir la administración, políticas y operaciones de Oncor Holdings y Oncor, incluido la distribución o disposición de sus activos, declaraciones de dividendos, planeación estratégica y otros temas y acciones empresariales importantes. También tenemos representación limitada en los consejos de administración de Oncor Holdings y Oncor. Al no tener la facultad de dirigir las actividades significativas de Oncor Holdings y Oncor, damos cuenta de nuestro 100% de participación en Oncor Holdings como inversión en método de participación.

Oncor es una sociedad nacional para fines del impuesto federal sobre la renta de Estados Unidos y no está incluido en la declaración consolidada del impuesto sobre la renta de Sempra Energy. Más bien, sólo se incluyen en nuestra declaración consolidada del impuesto sobre la renta en Oncor Holdings (entidad no reconocida como sociedad para efectos fiscales) en nuestras participaciones en resultados antes de impuestos de nuestra inversión en Oncor Holdings. En un convenio de participación fiscal con TTI, Oncor Holdings y Oncor dispone el cálculo de los pasivos por impuestos sobre la renta como si Oncor Holdings y Oncor tributaran como sociedades y se exija que los pagos de impuestos se determinen con base en ese esquema. Si bien las asociaciones no están sujetas a impuestos sobre la renta, en contraprestación del convenio de participación fiscal y Oncor esté sujeto a las disposiciones de los U.S. GAAP que rigen las operaciones reglamentadas por tasas, Oncor reconoce montos determinados bajo procesos de fijación de tasas reglamentarias basadas en costos (con tales costos incluidos los ingresos impuestos), como si tributara gravado como sociedad. En consecuencia, desde que Oncor Holdings consolida Oncor, reconocemos la participación en Resultados de nuestra inversión en Oncor Holdings netas de su impuesto sobre la renta registrado.


Proporcionamos información resumida del estado de resultados y del balance general de Oncor Holdings en el siguiente cuadro.

INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA — ONCOR HOLDINGS				
(En millones de dólares)				
	Ejercicio terminado 31 de diciembre		9 de marzo - 31 de diciembre	
	2020	2019	2018	
Ingresos de operaciones	\$ 4,511	\$ 4,347	\$ 3,347	
Gasto de operación	(3,224)	(3,135)	(2,434)	
Ingresos por operaciones	1,287	1,212	913	
Gasto por intereses	(405)	(375)	(285)	
Gasto del impuesto sobre la renta	(146)	(131)	(119)	
Utilidad neta	703	643	455	
Participación no controladora en TTI	(141)	(129)	(94)	
Utilidades atribuibles a Sempra Energy	562	514	360	

	Al 31 de diciembre de		
	2020	2019	
Activos circulantes	\$ 1,045	\$ 913	
Activos no circulantes	28,022	26,012	
Pasivo circulante	1,120	1,626	
Pasivos no circulante	15,611	14,125	
Interés no controlante en poder de TTI	2,737	2,473	





En 2020 y 2019, Sempra Energy aportó \$632 millones de dólares y \$1,587 millones de dólares, respectivamente, a Oncor Holdings, incluido \$1,007 millones de dólares en 2019 para financiar la adquisición de participaciones en InfraReit en mayo de 2019 por Oncor y ciertos gastos relacionados con adquisiciones. En 2018, Sempra Energy aportó \$230 millones de dólares en efectivo a Oncor Holdings.

#### **Sharyland Holdings**

Según mencionamos en la Nota 5, en mayo de 2019, adquirimos una participación indirecta del 50% en Sharyland Holdings, que posee una participación del 100% en Sharyland Utilities, por \$95 millones de dólares, neto de \$7 millones de dólares en ajustes posteriores al cierre, que contabilizamos como inversión en método de participación. En 2019, invertimos efectivo por \$3 millones de dólares en Sharyland Holdings.

### **SEMPRA MEXICO**

#### **ESJ**

Según mencionamos en la Nota 5, en febrero de 2021, IEnova acordó adquirir la participación del 50% de Saavi Energía en ESJ por aproximadamente \$83 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2020, IEnova poseía una participación del 50% en ESJ, la cual se contabiliza como una inversión en método de participación. Al concluir la adquisición, IEnova poseerá el 100% de ESJ y la consolidará. Esperamos completar la adquisición en el primer semestre de 2021, sujeto a diversas condiciones de cierre, incluido autorizaciones de la FERC y COFECCE.

#### **IMG JV**

IEnova tiene un 40% de participación en IMG JV, una coinversión con una filial de TC Energy, y da cuenta de su interés como inversión en método de participación. IMG JV posee y opera el ducto marino de gas natural Sur de Texas-Tuxpan, el cual está totalmente contratado conforme a un contrato de servicio de transporte de gas natural de 35 años con la CFE e inicia la operación comercial en septiembre de 2019. En 2018, Sempra México invirtió efectivo por \$80 millones de dólares en IMG JV.

### **SEMPRA LNG**

#### **Cameron LNG JV**

Cameron LNG JV se formó en octubre de 2014 entre Sempra Energy y tres socios del proyecto, TOTAL SE, Mitsui & Co., Ltd., y Japan LNG Investment, LLC, una empresa propiedad conjunta de Mitsubishi Corporation y Nippon Yusen Kabushiki Kaisha. Contamos nuestra inversión de 50.2% en Cameron LNG JV bajo el método de participación.

Cameron LNG JV opera una instalación de exportación de licuefacción de gas natural de tres trenes con una capacidad de placa con denominación de 13.9 Mtpa de LNG, con una capacidad de exportación de 12 Mtpa de LNG, o aproximadamente 1.7 Bcf por día. Cameron LNG JV logró operaciones comerciales de Tren 1, Tren 2 y Tren 3 conforme sus contratos de renta de plantas generadora de electricidad en agosto de 2019, febrero de 2020 y agosto de 2020, respectivamente. Previo a iniciar la operación comercial completa, Sempra LNG capitalizó intereses por \$33 millones de dólares en 2019 y \$47 millones de dólares en 2018 relacionados con esta inversión en método de participación. En 2020, 2019 y 2018, Sempra LNG aportó \$54 millones, \$77 millones y \$228 millones de dólares, respectivamente, a Cameron LNG JV.

#### **Financiamiento JV Cameron LNG**

**General.** En agosto de 2014, Cameron LNG JV celebró contratos financieros (colectivamente, Contratos de Préstamo) para el financiamiento garantizado de alto nivel en un monto inicial de capital total de hasta \$7.4 mil millones de dólares conforme a tres créditos de deuda proporcionadas por el Banco Japonés de Cooperación Internacional (JBIC) y 29 bancos comerciales internacionales, algunos de los cuales se beneficiarán de la cobertura de seguros proporcionada por Nippon Export and Investment Insurance (NEXI).



En los Contratos de Préstamo financieros relacionados se otorgan préstamo a plazo preferencial garantizado con fecha de vencimiento el 15 de julio de 2030. El producto de los préstamos se utilizó para financiar el costo de desarrollo y construcción del proyecto de tres trenes de LNG Cameron. Los Contratos de Préstamo y los documentos de finanzas relacionados contienen obligaciones de hacer y no hacer y declaraciones para el financiamiento de proyectos de este tipo con los prestamistas del tipo que participan en el financiamiento JV Cameron LNG.

En diciembre de 2019, Cameron LNG JV refinanció la parte bancaria comercial de los Contratos de Préstamo no amparados por el NEXI con \$3 mil millones de dólares de pagarés garantizados preferentes emitidos en una oferta de bonos de colocación privada. Los pagarés garantizados preferentes tienen intereses a una tasa fija media ponderada de 3.39% al 31 de diciembre de 2020 con un tenor promedio ponderado de 15.4 años.

**Participación.** El costo total promedio ponderado de los préstamos que permanecen en circulación en virtud de los Contratos de Préstamo originales (y basado en ciertos supuestos en cuanto al momento de la reducción) es de 0.98% anual sobre LIBOR previo a la finalización financiera del proyecto y 1.22% anual sobre LIBOR tras la finalización financiera del proyecto. En los Contratos de Préstamo originales se exigía a Cameron LNG JV que cubriera el 50% de los préstamos en circulación para fijar la tasa de interés, a partir de 2016. Las coberturas han de mantenerse en su posición hasta que la deuda principal se haya amortizado en un 50%. En noviembre de 2014, Cameron LNG JV entró en intercambios de tasas de interés flotantes a fijas por aproximadamente \$3.7 mil millones de dólares de monto nominal, lo que dio como resultado una tasa fija efectiva de 3.19% para el componente LIBOR de la tasa de interés sobre los préstamos. En junio de 2015, Cameron LNG JV entró en Intercambios de tasas de interés flotantes a fijas con efecto a partir de 2020, por aproximadamente \$1.5 mil millones de dólares de monto nominal, lo que resultó en una tasa fija efectiva de 3.52% para el componente LIBOR de la tasa de interés sobre los préstamos. En diciembre de 2019, aproximadamente \$790 millones de dólares del monto nominal de \$1.5 mil millones de dólares se dieron por terminados como resultado del refinanciamiento, lo que dio como resultado una tasa fija efectiva de 3.26% para el componente LIBOR de la tasa de interés sobre los préstamos restantes en circulación.

El costo total promedio ponderado de los préstamos pendientes en virtud de los Contratos de Préstamo originales y los pagarés garantizados preferentes recién emitidos es de 3.72%.

**Garantías.** En agosto de 2014 y diciembre de 2019, Sempra Energy celebró acuerdos en beneficio de todos los acreedores de Cameron LNG JV en virtud de los Contratos de Préstamo originales y las Pagarés Garantizados Preferentes recientemente emitidos, respectivamente. En cumplimiento de estos acuerdos, Sempra Energy ha garantizado de manera solidaria el 50.2% de las obligaciones de Cameron LNG JV en virtud de los Contratos de Préstamo originales y los Pagarés Garantizados Preferentes recién emitidos o un monto máximo de \$4.0 mil millones de dólares. Las garantías para el 49.8% restante del financiamiento garantizado preferente de Cameron LNG JV han sido aportadas por los otros propietarios del proyecto. Los acuerdos y garantías de Sempra Energy terminarán al concluir financieramente el proyecto de licuefacción de tres trenes, el cual está sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, entre ellas los tres trenes que logren operaciones comerciales y cumplan ciertas pruebas de rendimiento operativo que actualmente se encuentran en marcha. Esperamos que el proyecto logre la finalización financiera y que las garantías se terminen en el primer semestre de 2021, pero este tiempo podría retrasarse, tal vez sustancialmente, si estas pruebas de rendimiento operativo no se completan debido a eventos relacionados con el clima, otros eventos u otros factores ajenos a nuestro control. Sempra Energy registró un pasivo de \$82 millones de dólares en octubre de 2014 por el valor razonable de sus obligaciones asociadas a los Contratos de Préstamo originales, los cuales constituyen garantías. Este pasivo se amortizó en su totalidad al 31 de diciembre de 2019. Sempra Energy registró un pasivo de \$3 millones de dólares en diciembre de 2019, con un valor en libros asociado de \$1 millón de dólares al 31 de diciembre de 2020, por el valor razonable de sus obligaciones asociadas a las Pagarés Garantizados Preferentes recién emitidos de Cameron LNG JV, que también constituyen garantías. Este pasivo se reducirá en línea recta a lo largo de la duración de las garantías al disminuir nuestra inversión en Cameron LNG JV.

En agosto de 2014, Sempra Energy y los demás propietarios de proyectos celebraron un acuerdo de restricciones de transferencia con Société Générale, como representante Inter acreedor para los prestamistas en virtud de los Contratos de Préstamo. De conformidad con el acuerdo de restricción de transferencias, Sempra Energy acordó ciertas restricciones a su capacidad para disponer de la participación social indirecta y beneficiosa totalmente diluida de Sempra Energy en Cameron LNG JV. Estas restricciones varían con el tiempo. Previo a la finalización financiera del proyecto de tres trenes de LNG Cameron, Sempra Energy

debe retener 37.65% de dicha participación en Cameron LNG JV. A partir de seis meses de la finalización financiera del proyecto de tres trenes de LNG Cameron, Sempra Energy debe retener al menos el 10% de la participación indirecta de propiedad económica y beneficiosa totalmente diluida en Cameron LNG JV. Además, en todo momento, una filial controlada por Sempra Energy (pero no necesariamente de propiedad total) debe poseer directamente el 50.2% de la participación de Cameron LNG JV.

**Causas de incumplimiento.** Los Contratos de Préstamo de Cameron LNG JV y los documentos de finanzas relacionados contienen causas de incumplimiento consuetudinarias para tales financiaci3n3es, incluidos las causas de incumplimiento por: falta de pago del principal e intereses en la fecha de vencimiento; insolvencia de Cameron LNG JV; abandono del proyecto; expropiaci3n; inexigibilidad o terminaci3n de los documentos financieros; y falta de cumplimiento financiero del proyecto en fecha l3mite de conclusi3n financiera del 30 de septiembre de 2021 (con una pr3rroga de hasta 365 d3as m3s a la fecha permitida en casos de fuerza mayor). Un retraso que da como resultado que no se logre la terminaci3n financiera para el 30 de septiembre de 2021 se traducir3a en un caso de incumplimiento conforme a los contratos de financiamiento de Cameron LNG JV y una demanda potencial de hasta \$4.0 mil millones de d3lares sobre las garant3as de Sempra Energy. Adem3s, en cumplimiento de los contratos de financiamiento, Cameron LNG JV est3 restringido a realizar distribuciones a sus propietarios de proyectos, incluida Sempra LNG, desde el 1 de enero de 2021 hasta antes del 30 de septiembre de 2021 y el logro de la terminaci3n financiera.

**Garant3a.** Para respaldar las obligaciones de Cameron LNG JV en virtud de sus acuerdos de deuda, Cameron LNG JV ha otorgado una garant3a sobre todos sus activos, con sujeci3n a excepciones consuetudinarias, y todas las participaciones de Cameron LNG JV se han comprometido a HSBC Bank USA, National Association, como fideicomisario de valores en beneficio de todo Cameron. Acreedores de LNG JV. En consecuencia, una acci3n ejecutoria por parte de los prestamistas emprendida conforme a los documentos de finanzas podr3a derivar en el ejercicio de tales garant3as por parte de los prestamistas y la p3rdida de participaciones de propiedad en Cameron LNG JV por Sempra Energy y los dem3s socios del proyecto.

El fideicomisario de valores del financiamiento de Cameron LNG JV puede exigir que Sempra Energy realice un pago conforme a sus garant3as de la participaci3n del 50.2% de Sempra Energy en obligaciones de deuda preferentes adeudadas y pagaderas ya sea en la fecha en que dichos montos se debieron de Cameron LNG JV (tomando en cuenta periodos de subsanaci3n) en caso de un incumplimiento por parte de Cameron LNG JV en el pago de tales obligaciones de deuda preferente cuando 3stas se venzan o dentro de los 10 d3as h3biles en caso de vencimiento anticipado de una deuda preferente en los t3rminos de los documentos de finanzas. Si se produce una causa de incumplimiento conforme al acuerdo de finalizaci3n de Sempra Energy, el fideicomisario de valores puede exigir que Sempra Energy compre su participaci3n del 50.2% de todas las obligaciones de deuda preferentes entonces en circulaci3n en un plazo de cinco d3as h3biles (que no sea en el caso de un incumplimiento de quiebra, que es autom3tico).

### ***Acuerdo de Apoyo Energ3tico Sempra para CFIN***

En julio de 2020, el CFIN celebr3 un acuerdo de financiamiento con los cuatro propietarios de proyectos de Cameron LNG JV y recib3 ingresos totales de \$1.5 mil millones de d3lares de dos propietarios de proyectos y de prestamistas externos en nombre de los otros dos propietarios de proyectos (colectivamente, los pr3stamos afiliados), con base en su participaci3n social proporcional en Cameron LNG JV. El CFIN utiliz3 los ingresos de los pr3stamos afiliados para otorgar un pr3stamo a Cameron LNG JV. Los pr3stamos afiliados vecen en 2039. Se pagar3n el principal y los intereses de los flujos de efectivo del proyecto de Cameron LNG JV desde su instalaci3n de licuefacci3n de gas natural de tres trenes. Cameron LNG JV utiliz3 los ingresos de su pr3stamo para devolver la participaci3n a sus propietarios de proyectos. Sempra Energy utiliz3 su participaci3n de \$753 millones de d3lares de los ingresos para capital de trabajo y otros fines de la sociedad generales, incluido el reembolso del endeudamiento.

La participaci3n proporcional de \$753 millones de d3lares de Sempra Energy en los pr3stamos afiliados, basada en su participaci3n de 50.2% en Cameron LNG JV fue financiada por prestamistas externos integrados por un sindicato de ocho bancos (la deuda bancaria) a quienes Sempra Energy ha proporcionado una garant3a en virtud de un Acuerdo de Apoyo. En los t3rminos del Acuerdo de Apoyo, Sempra Energy ha garantizado solidariamente el reembolso de la deuda bancaria m3s intereses devengados y no pagados si CFIN no paga a los prestamistas externos. Adicionalmente, los prestamistas externos podr3n ejercer una opci3n para colocar la deuda bancaria a Sempra Energy en cada a3o aniversario del cierre de los pr3stamos afiliados, as3 como ante la ocurrencia de ciertos hechos, incluido un incumplimiento por parte del CFIN de cumplir sus obligaciones de pago en virtud de la deuda bancaria. Adem3s, parte o la totalidad de la deuda bancaria ser3 transferida por cada prestamista externo a Sempra Energy en el quinquenio de los pr3stamos afiliados, a menos que los prestamistas externos elijan renunciar a sus derechos de transferencia seis meses antes del

quinquenio de los prestatarios de la banca pública y de la banca privada con los prestatarios de la banca pública, incluyendo la deuda bancaria, incluyendo la garantía de los prestatarios a largo plazo sin crédito no como devengados. El riesgo no pagado y honorarios relacionados

Derivado del plan de venta, Sempra Renewables registró un deterioro no temporal en ciertas inversiones de su método de participación eólico por un total de \$200 millones de dólares en 2018, que se incluye en Participación en resultados en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy. Sempra Renewables concluyó las ventas de todos sus activos solares operativos, incluidas sus inversiones en método de capital solar y una inversión en método de capital eólico, en diciembre de 2018 y sus activos eólicos e inversiones restantes en abril de 2019. Mencionamos aún más estas desinversiones en la Nota 5.

RBS Sempra Commodities es una sociedad de responsabilidad limitada del Reino Unido formada por Sempra Energy y RBS en 2008 para poseer y operar los negocios de comercialización de materias primas operados anteriormente a través de subsidiarias de propiedad total de Sempra Energy. Nosotros y RBS vendimos sustancialmente todos los negocios y activos de la sociedad en cuatro operaciones separadas concluidas en 2010 y 2011. Desde 2011, nuestro saldo de inversión ha reflejado nuestra parte de los activos restantes de la sociedad, incluidos los montos retenidos por la sociedad de personas para ayudar a compensar los futuros costos generales y administrativos imprevistos necesarios para completar la disolución de la sociedad de personas y la distribución de la sociedad de la sociedad activos restantes, en su caso. Damos cuenta de nuestra inversión en RBS Sempra Commodities bajo el método de participación.





## INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA

A continuación, presentamos información financiera resumida, total para todas las demás inversiones en métodos de participación (excluyendo Oncor Holdings) para los periodos en los que se invirtió en las entidades. Los montos a continuación representan los resultados de las operaciones y la posición financiera total del 100% de cada una de las otras inversiones en métodos de participación de Sempra Energy.

### INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA — OTRAS INVERSIONES EN MÉTODOS DE PATRIMONIO

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>
Ingresos brutos	\$ 2,341	\$ 798	\$ 706
Gasto de operación	(706)	(372)	(609)
Ingresos por operaciones	1,635	426	97
Gasto por intereses	(514)	(401)	(322)
Utilidad neta (pérdida)/Ganancias (pérdidas) <sup>(3)</sup>	1,132	85	(36)

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019 <sup>(1)</sup>
Activos circulantes	\$ 1,035	\$ 1,124
Activos no circulantes	15,304	15,039
Pasivo circulante	1,342	1,232
Pasivos no circulante	12,863	11,438

(1) El 22 de abril de 2019, Sempra Renewables vendió sus activos eólicos restantes e inversiones. A partir del 22 de abril de 2019, estos activos eólicos e inversiones ya no son inversiones en método de participación.

(2) El 13 de diciembre de 2018, Sempra Renewables vendió todos sus activos solares operativos, incluidos sus inversiones en el método de capital solar, y su participación del 50% en la instalación de generación de energía eólica Broken Bow 2. Al 13 de diciembre de 2018, las inversiones en el método de capital solar y Broken Bow 2 ya no son inversiones en el método de participación.

(3) A excepción de nuestras inversiones en México, no hubo impuesto sobre la renta registrado por las entidades, ya que son principalmente asociaciones nacionales.



### Líneas de Crédito Primarias Comprometidas de Estados Unidos

Al 31 de diciembre de 2020, Sempra Energy Consolidado tenía una capacidad total de \$6.7 mil millones de dólares en cuatro líneas de crédito comprometidas primarias de Estados Unidos, que proporcionan liquidez y apoyan papel comercial.

#### LÍNEAS DE CRÉDITO PRIMARIAS COMPROMETIDAS DE ESTADOS UNIDOS

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre de 2020		
	Facilidad total	Comercial papel pendiente <sup>(1)</sup>	Crédito disponible no utilizado
SEMPRA ENERGY <sup>(2)</sup>	\$ 1,250	\$ —	1,250
Sempra Global	3,185	—	3,185
SDG&E <sup>(3)</sup>	1,500	—	1,500
SoCalGas <sup>(3)(4)</sup>	750	(113)	637
Total	\$ 6,685	\$ (113)	\$ 6,572

- (1) Debido a que los programas de papel comercial están respaldados por estas líneas, reflejamos la cantidad de papel comercial en circulación como una reducción al crédito no utilizado disponible.
- (2) El crédito también prevé la emisión de \$200 millones de dólares de cartas de crédito en nombre de Sempra Energy con el monto de préstamos disponibles de otro modo en virtud del crédito reducido por el monto de cartas de crédito en circulación. Sujeto a la obtención de compromisos de prestamistas existentes o nuevos y al cumplimiento de otras condiciones especificadas, Sempra Energy tiene derecho a incrementar el compromiso de carta de crédito hasta \$500 millones de dólares. No había cartas de crédito en circulación al 31 de diciembre de 2020.
- (3) El crédito también prevé la emisión de \$100 millones de dólares de cartas de crédito en nombre de la entidad prestada con el monto de los créditos préstamos disponibles de otro modo en virtud del crédito reducido por el monto de las cartas de crédito en circulación. Sujeto a la obtención de compromisos de prestamistas existentes o nuevos y al cumplimiento de otras condiciones especificadas, las empresas de servicios públicos prestamista tienen derecho a incrementar el compromiso de carta de crédito hasta \$250 millones de dólares. No quedaban cartas de crédito en circulación al 31 de diciembre de 2020.
- (4) El papel comercial en circulación es antes de reducciones de una cantidad insignificante de descuento no amortizado.

Entre los principales términos de las líneas de crédito comprometidas primarias de Estados Unidos en el cuadro anterior figuran los siguientes:

- Cada uno es un contrato de crédito revolving sindicado de 5 años que expirará en mayo de 2024.
- Citibank N.A. se desempeña como representante administrativo para las instalaciones de Sempra Energy y Sempra Global y JPMorgan Chase Bank, N.A. se desempeña como representante administrativo para las instalaciones de SDG&E y SoCalGas.
- Cada instalación cuenta con un sindicato de 23 prestamistas. Ningún prestamista único tiene una participación mayor al 6% en ninguna instalación.
- Los préstamos tienen intereses a tasas de referencia más un margen que varía con las calificaciones crediticias de Sempra Energy en el caso de las líneas de crédito Sempra Energy y Sempra Global, y con la calificación crediticia de las empresas de servicios públicos prestamista en el caso de las líneas de crédito SDG&E y SoCalGas.
- Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas deben mantener cada uno una proporción de endeudamiento con respecto a la capitalización total (tal como se define en cada uno de los créditos aplicables) de no más del 65% al final de cada trimestre. Al 31 de diciembre de 2020, cada entidad cumplió con esta relación y con todos los demás pactos financieros conforme a su respectivo crédito.
- Sempra Energy garantiza las obligaciones de Sempra Global en virtud de su crédito.

## Líneas de Crédito Comprometidas Extranjeras

Nuestras operaciones en el extranjero en México tienen líneas de crédito comprometidas adicionales que suman un total de \$1.8 mil millones de dólares al 31 de diciembre de 2020. A continuación, se describen los términos principales de estas facilidades de crédito.

### LÍNEAS DE CRÉDITO COMPROMETIDAS EXTRANJERAS

(Ecuivalente en dólares estadounidenses en millones)

Fecha de vencimiento del crédito	Al 31 de diciembre de 2020		
	Facilidad total	Montos pendientes	Crédito disponible no utilizado
Febrero 2024 <sup>(1)</sup>	\$ 1,500	\$ (392)	\$ 1,108
Septiembre 2021 <sup>(2)</sup>	280	(280)	—
Total	\$ 1,780	\$ (672)	\$ 1,108

(1) Crédito revolvente de cinco años con un sindicato de 10 prestamistas. Los préstamos tienen intereses a una tasa anual igual a LIBOR de 3 meses más 80 bps.

(2) Crédito revolvente de dos años con The Bank of Nova Scotia. Los préstamos podrán realizarse hasta por dos años a partir del 23 de septiembre de 2019 en dólares estadounidenses. Los préstamos tienen intereses a una tasa anual igual a LIBOR de 3 meses más 54 bps.

Además de sus líneas de crédito comprometidas, en octubre de 2020, IEnova celebró una línea de crédito revolvente no comprometido de tres años de \$20 millones de dólares con Scotiabank Inverlat S.A. (los préstamos se pueden hacer en dólares estadounidenses o pesos mexicanos) y un crédito revolvente de tres años de \$100 millones de dólares sin comprometer con The Bank of Nova Scotia (los préstamos sólo podrán hacerse en dólares estadounidenses). Al 31 de diciembre de 2020, el crédito disponible no utilizado en estas líneas era de \$20 millones de dólares.

### Cartas de crédito

Independientemente de nuestros créditos comprometidos nacionales y extranjeras, tenemos capacidad bilateral de carta de crédito no asegurada con prestamistas selectos que no está comprometida y respaldada por acuerdos de reembolso. Al 31 de diciembre de 2020, teníamos aproximadamente \$508 millones de dólares en cartas de crédito en circulación en virtud de estos acuerdos.

### PRÉSTAMO A PLAZO

En marzo de 2020 y abril de 2020, Sempra Energy pidió prestado un total de \$1,599 millones de dólares, neto de \$1 millón de descuentos de deuda y costos de emisión, conforme a un préstamo a plazo de 364 días, el cual tenía fecha de vencimiento el 16 de marzo de 2021 con opción de ampliar la fecha de vencimiento hasta el 16 de septiembre de 2021, sujeto a recibir el consentimiento de los prestamistas. Sempra Energy utilizó los ingresos del préstamo a plazo para reembolsar los préstamos en sus líneas de crédito comprometidas y para otros fines corporativos generales. Este préstamo de plazo se reembolsaba en su totalidad en septiembre de 2020.

### TASAS DE INTERÉS MEDIAS PONDERADAS

Las tasas de interés medias ponderadas sobre la deuda total a corto plazo al 31 de diciembre de 2020 y 2019 fueron las siguientes:

#### TASAS DE INTERÉS PROMEDIO PONDERADAS

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
Sempra Energy Consolidado	0.83 %	2.31 %
SDG&E	—	1.97
SoCalGas	0.14	1.86



## DEUDA A LARGO PLAZO

En los siguientes cuadros se muestran los detalles y vencimientos de la deuda a largo plazo en circulación:

### DEUDA A LARGO PLAZO Y ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>SDG&amp;E:</b>		
Primeros bonos hipotecarios (garantizados por activos en terrenos):		
3% 15 de agosto de 2021	\$ 350	\$ 350
1.914% a pagar de 2015 a febrero de 2022	53	89
3.6% 1 de septiembre de 2023	450	450
2.5% 15 de mayo de 2026	500	500
6% 1 de junio de 2026	250	250
1.7% 1 de octubre de 2030	800	—
5.875% enero y febrero 2034 <sup>(1)</sup>	—	176
5.35% 15 de mayo de 2035	250	250
6.125% 15 de septiembre de 2037	250	250
4% 1 de mayo de 2039 <sup>(1)</sup>	—	75
6% 1 de junio de 2039	300	300
5.35% 15 de mayo de 2040	250	250
4.5% 15 de agosto de 2040	500	500
3.95% 15 de noviembre de 2041	250	250
4.3% 1 de abril de 2042	250	250
3.75% 1 de junio de 2047	400	400
4.15% 15 de mayo de 2048	400	400
4.1% 15 de junio de 2049	400	400
3.32% 15 de abril de 2050	400	—
	<b>6,053</b>	<b>5,140</b>
Otra deuda a largo plazo (no garantizada):		
Tasa variable (0.95% al 31 de diciembre de 2020) Préstamo a plazo de 364 días 18 de marzo de 2021 <sup>(1)</sup>	200	—
Obligaciones de arrendamiento financiero:		
Contratos de energía comprada	1,237	1,255
Otros	39	15
	<b>1,476</b>	<b>1,270</b>
	<b>7,529</b>	<b>6,410</b>
Porción circulante de deuda a largo plazo	(611)	(56)
Descuento no amortizado en deuda a largo plazo	(13)	(12)
Costos de emisión de deuda no amortizados	(39)	(36)
Total SDG&E	<b>6,866</b>	<b>6,306</b>
<b>SoCalGas:</b>		
Primeros bonos hipotecarios (garantizados por activos de terrenos):		
3.15% 15 de septiembre de 2024	\$ 500	\$ 500
3.2% 15 de junio de 2025	350	350
2.6% 15 de junio de 2026	500	500
2.55% 1 de febrero de 2030	650	—
5.75% 15 de noviembre de 2035	250	250
5.125% 15 de noviembre de 2040	300	300
3.75% 15 de septiembre de 2042	350	350
4.45% 15 de marzo de 2044	250	250
4.125% 1 de junio de 2048	400	400
4.3% 15 de enero de 2049	550	550
3.95% 15 de febrero de 2050	350	350
	<b>4,450</b>	<b>3,800</b>
Otra deuda a largo plazo (no garantizada):		
Pagarés a tasas variables (0.57% al 31 de diciembre de 2020) 14 de septiembre de 2023 <sup>(1)</sup>	300	—
1.875% Pagarés 14 de mayo de 2026 <sup>(1)</sup>	4	4
5.67% Pagarés 18 de enero de 2028	5	5
Obligaciones de arrendamiento financiero	54	19
	<b>363</b>	<b>28</b>
	<b>4,813</b>	<b>3,828</b>
Porción circulante de deuda a largo plazo	(10)	(6)
Descuento no amortizado en deuda a largo plazo	(8)	(7)
Costos de emisión de deuda no amortizados	(32)	(27)
Total SoCalGas	<b>4,763</b>	<b>3,788</b>



**DEUDA A LARGO PLAZO Y ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS (CONTINUACIÓN)**

(En millones de dólares)

Acuerdo  
29-01/2018

Al 31 de diciembre de

2020 2019

**SEMPRA ENERGY**

Otra deuda a largo plazo (no garantizada):

2.4% Pagarés 1 de febrero de 2020	—	500
2.4% Pagarés 15 de marzo de 2020	—	500
2.85% Pagarés 15 de noviembre de 2020	—	400
Pagarés a tasas variables (2.50% al 31 de diciembre de 2019) 15 de enero de 2021 <sup>(1)</sup>	—	700
Pagarés a tasas variables (3.069% después de intercambios de tipo flotante a fijo con vigencia 2019) 15 de marzo de 2021	850	850
2.875% Pagarés 1 de octubre de 2022	500	500
2.9% Pagarés 1 de febrero de 2023	500	500
4.05% Pagarés 1 de diciembre de 2023	500	500
3.55% Pagarés 15 de junio de 2024	500	500
3.75% Pagarés 15 de noviembre de 2025	350	350
3.25% Pagarés 15 de junio de 2027	750	750
3.4% Pagarés 1 de febrero de 2028	1,000	1,000
3.8% Pagarés 1 de febrero de 2038	1,000	1,000
6% Pagarés 15 de octubre de 2039	750	750
4% Pagarés 1 de febrero de 2048	800	800
5.75% Pagarés Subordinadas 1 de julio de 2079 <sup>(1)</sup>	758	758

**Sempra México**

Otra deuda a largo plazo (sin garantía a menos que se indique otra cosa):

6.3% Pagarés 2 de febrero de 2023 (4.124% después de swap de divisas cruzada vigente en 2013)	197	207
Notas a tasas variables (4.88% después de swap de tipo flotante a fijo con efecto a 2014), pagadero 2016 hasta diciembre de 2026, garantizado por activos de planta	196	237
3.75% Pagarés 14 de enero de 2028	300	300
Préstamos bancarios que incluyen 234 dólares a una tasa fija promedio ponderada de 6.87%, \$130 a tasas variables (tasa media ponderada de 6.54% después de swap de tasa flotante a fija vigentes en 2014) y \$34 a variable tasas (3.45% al 31 de diciembre de 2020), a pagar de 2016 a marzo de 2032, garantizados por activos de plantas	398	423
4.875% Pagarés 14 de enero de 2048	540	540
Préstamo a tasas variables (5.75% al 31 de diciembre de 2019) 31 de julio de 2028 <sup>(1)</sup>	—	11
Préstamo a tasas variables (4.0275% después de swap de tipo flotante a tipo fijo vigente en 2019) pagadero 2022 hasta noviembre 2034 <sup>(1)</sup>	200	200
4.75% notas 15 de enero de 2051	800	—
Préstamo a tasas variables (2.38% después de swap de tipo flotante a fijo con efecto 2020) pagadero noviembre 2034 <sup>(1)</sup>	100	—
2.90% préstamo 15 de noviembre de 2034 <sup>(1)</sup>	241	—

**Sempra LNG**

Otra deuda a largo plazo (no garantizada):

Pagarés al 2.87% al 3.51% 1 de octubre de 2026 <sup>(1)</sup>	—	22
Préstamo a tasas variables (2.82% al 31 de diciembre de 2020) 9 de diciembre de 2025 <sup>(1)</sup>	17	—

11,247 12,298

Porción circulante de deuda a largo plazo

(919) (1,464)

Descuento no amortizado en deuda a largo plazo

(55) (35)

Costos de emisión de deuda no amortizados

(121) (108)

Total otras SEMPra ENERGY

10,152 10,691

Total Sempra Energy Comercializada

\$ 21,781 \$20,785

(1) Deuda de largo plazo exigible no sujeta a disposiciones sobre pago total o parcial anticipado del remanente de la deuda.





## VENCIMIENTOS DE DEUDA A LARGO PLAZO <sup>(1)</sup>

(En millones de dólares)

	SDG&E	SoCalGas	Otros Sempra Energía	Total Sempra Energía Consolidado
2021	\$ 585	\$ —	\$ 919	\$ 1,504
2022	18	—	583	601
2023	450	300	1,281	2,031
2024	—	500	564	1,064
2025	—	350	461	811
A partir de entonces	5,200	3,609	7,439	16,248
Total	\$ 6,253	\$ 4,759	\$ 11,247	\$ 22,259

(1) Excluye las obligaciones de arrendamiento financiero, los descuentos, y los costos de emisión de deuda.

Diversas obligaciones a largo plazo por un total de \$11.2 mil millones de dólares en Sempra Energy Consolidado al 31 de diciembre de 2020 no están garantizadas. Esto incluye obligaciones no garantizadas a largo plazo por un total de \$200 millones de dólares en SDG&E y \$309 millones de dólares en SoCalGas.

### Deuda a Largo Plazo Llamable

A opción de Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas, cierta deuda al 31 de diciembre de 2020 es exigible sujeta a primas:

## DEUDA DE LARGO PLAZO EXIGIBLE

(En millones de dólares)

	SDG&E	SoCalGas	Otros Sempra Energía	Total Sempra Energía Consolidado
No sujeto a disposiciones sobre pago total o parcial anticipado del remanente de la deuda	\$ 200	\$ 304	\$ 1,299	\$ 1,803
Sujeto a disposiciones sobre pago total o parcial anticipado del remanente de la deuda	6,053	4,450	8,503	19,006

### Primeros Bonos Hipotecarios

Las Empresas de Servicios Públicos de California emite primero bonos hipotecarios garantizados por un gravamen sobre activos de plantas de servicios públicos. Las Empresas de Servicios Públicos de California podrá emitir bonos adicionales de primera hipoteca si cumple con lo dispuesto en sus acuerdos de bonos (instrumento). Estos instrumentos requieren, entre otras cosas, la satisfacción de las pruebas pro forma de cobertura de ingresos sobre los intereses de los bonos de primera hipoteca y la disponibilidad de bienes hipotecados suficientes para sustentar los bonos adicionales, después de dar efecto a las amortizaciones previas de bonos. La prueba más restrictiva de estas pruebas (la prueba de propiedades) permitiría la emisión, previa autorización de la CPUC, de bonos de primera hipoteca adicionales por \$6.5 mil millones de dólares en SDG&E y \$1.2 mil millones de dólares en SoCalGas al 31 de diciembre de 2020.

### SDG&E

En septiembre de 2020, SDG&E emitió \$800 millones de dólares de 1.70% primeros bonos hipotecarios con vencimiento en 2030 y recibió ingresos por \$792 millones (neto de descuento de deuda, descuentos de suscripción y costos de emisión de deuda por \$8 millones). SDG&E utilizó una parte de los ingresos de la oferta para canjear \$176 millones de dólares, antes de un vencimiento programado en 2034, y \$75 millones de dólares, previo a un vencimiento programado en 2039, de bonos de reembolsos de ingresos de desarrollo industrial exentos de impuestos en diciembre de 2020. SDG&E utilizó los ingresos restantes para fines corporativos generales, incluido el reembolso de papel comercial.



En abril de 2020, SDG&E emitió \$400 millones de dólares de 3.32% primeros bonos hipotecarios con vencimiento en 2050 y recibió ingresos por \$395 millones de dólares (neto de descuento de deuda, descuentos de suscripción y costos de emisión de deuda por \$5 millones de dólares). SDG&E utilizó \$200 millones de dólares de los ingresos de la oferta para reembolsar la línea de préstamos, y los ingresos restantes para capital de trabajo y otros fines corporativos generales.

#### *SoCalGas*

En enero de 2020, SoCalGas emitió \$650 millones de dólares de bonos hipotecarios de 2.55% con vencimiento en 2030 y recibió ingresos por \$643 millones de dólares (neto de descuento de deuda, descuentos de suscripción y costos de emisión de deuda por \$7 millones de dólares). SoCalGas utilizó el producto de la oferta para reembolsar el papel comercial en circulación y para otros fines corporativos generales.

#### *Otra Deuda a Largo Plazo*

*Sempra Energy* En octubre de 2020, Sempra Energy redimió \$700 millones de dólares en pagarés de tasa flotante, previo a un vencimiento programado en enero de 2021, utilizando una parte de los ingresos recibidos por las ventas de nuestros negocios sudamericanos.

#### *SDG&E*

En marzo de 2020, SDG&E solicitó un préstamo por \$200 millones de dólares con un préstamo a plazo de 364 días, el cual tiene fecha de vencimiento el 18 de marzo de 2021 con opción de ampliar la fecha de vencimiento al 17 de septiembre de 2021, sujeto a recibir el consentimiento de los prestamistas. Los préstamos tienen intereses a tasas de referencia más 80 bps (0.95% al 31 de diciembre de 2020). El préstamo a plazo proporciona a SDG&E liquidez adicional fuera de su línea de crédito comprometida. SDG&E clasificó este préstamo a término como deuda a largo plazo en función de la intención y capacidad de la administración para mantener este nivel de endeudamiento a largo plazo emitiendo deuda a largo plazo. Al 31 de diciembre de 2020, este préstamo de plazo se incluyó en Porción circulante de Deuda a Largo Plazo y Arrendamientos Financieros en los Balance General Consolidado de SDG&E's y Sempra Energy.

En el primer trimestre de 2020, SDG&E pidió prestados \$200 millones de dólares de su línea de crédito y la clasificó como deuda a largo plazo en función de la intención y capacidad de la administración para mantener este nivel de endeudamiento a largo plazo ya sea apoyada por este crédito o emitiendo deuda a largo plazo. En el segundo trimestre de 2020, SDG&E reembolsó estos préstamos con el producto de la emisión de los primeros bonos hipotecarios, que mencionamos anteriormente.

#### *SoCalGas*

En septiembre de 2020, SoCalGas emitió \$300 millones de dólares de Pagarés de tipo flotante preferentes no garantizado con vencimiento en 2023 y recibió ingresos por \$298 millones de dólares (neto de descuentos de suscripción y costos de emisión de deuda por \$2 millones de dólares). En los pagarés se presentan intereses a una tasa anual igual a la tasa LIBOR de 3 meses (o, en ciertas circunstancias, una tasa de sustitución de referencia), reinicio trimestral, más 35 bps. SoCalGas podrá, a su opción, canjear parte o la totalidad de los pagarés de tipo flotante en cualquier momento del 14 de marzo de 2021 o después de esa fecha a un precio de amortización igual al 100% del importe principal de, más los intereses devengados y no pagados sobre, los pagarés que se canjeen. SoCalGas utilizó el producto de la oferta para fines corporativos generales, incluido el reembolso de papel comercial.

#### *Sempra México*

En septiembre de 2020, IEnova ofreció y vendió en una colocación privada \$800 millones de dólares de 4.75% de billetes no garantizados mayores con vencimiento en 2051 y recibió ingresos por \$770 millones (neto de descuento de deuda, descuentos de suscripción y costos de emisión de deuda de \$30 millones de dólares). IEnova utilizó los ingresos de la oferta para reembolsar la línea de préstamos de crédito y para otros fines corporativos generales.



En noviembre de 2019, IEnova suscribió un contrato de financiamiento con la International Finance Corporation and North American Development Bank para financiar y/o refinanciar la construcción de proyectos de generación solar en México. En virtud de este acuerdo, en abril de 2020, IEnova pidió prestados \$100 millones de dólares a la Japan International Cooperation Agency, con ingresos de préstamos por \$98 millones de dólares (neto de costos de emisión de deuda por \$2 millones de dólares). El préstamo vence en noviembre de 2034 y tiene intereses basados en LIBOR de 6 meses más 150 bps. En abril de 2020, IEnova celebró una swap de tipos de interés flotantes a fijos, lo que resultó en una tasa fija de 2.38%. También en virtud del contrato de financiamiento, en junio de 2020, IEnova pidió prestados \$241 millones de dólares a la U.S. International Development Finance Corporation, con ingresos de préstamos por \$236 millones de dólares (neto de costos de emisión de deuda por \$5 millones de dólares). El préstamo vence en noviembre de 2034 y tiene intereses a una tasa fija de 2.90%.

### *Sempre LNG*

En diciembre de 2020, la Fase 1 de ECA LNG celebró un contrato de préstamo de cinco años con un sindicato de nueve bancos por un monto de principal total de hasta \$1.6 mil millones de dólares, de los cuales \$17 millones de dólares estaban en circulación al 31 de diciembre de 2020. El producto del préstamo se está utilizando para financiar el costo de desarrollo y construcción de una instalación de exportación de licuefacción de gas natural de un tren con una capacidad de placa de 3.25 Mtpa y capacidad de toma inicial de aproximadamente 2.5 Mtpa. El préstamo vence en diciembre de 2025 y tiene intereses a una tasa combinada promedio ponderado de 2.70% más una tasa de interés de referencia anual igual a (a) el LIBOR para dicho período de interés dividido por (b) uno menos el Porcentaje de Reserva Eurodólar, siempre que en ningún caso el punto de referencia sea menor en ningún momento de 0% anual. ECA LNG Fase 1 podrá elegir por cada trimestre natural i) tres periodos sucesivos de interés de un mes o ii) un período único de interés de tres meses. Sempra Energy, IEnova y TOTAL SE han proporcionado garantías para el reembolso de los préstamos más intereses devengados y no pagados basados en su participación proporcional de propiedad en ECA LNG Fase 1 de 41.7%, 41.7% y 16.6%, respectivamente. La tasa de interés efectivo del préstamo se basa en los pagos de intereses realizados a prestamistas externos y pagos de garantía realizados a TOTAL SE como garante.

Según mencionamos en “Capital contable” y Participación no controladora — Otra Participación no controladora — Sempra LNG” en el Pagaré 14, los pagarés por pagar por un total de \$22 millones de dólares con vencimiento el 1 de octubre de 2026 fueron convertidos en capital por el socio minoritario en Liberty Gas Storage LLC y ya no están en circulación.



## NOTA 8. IMPUESTOS SOBRE LA RENTA

Proporcionamos nuestros cálculos de ETR en la siguiente tabla.

### GASTO DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA (BENEFICIO) Y TASAS EFECTIVAS DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Gasto del impuesto sobre la renta (beneficio) por operaciones continuas	\$ 249	\$ 315	\$ (49)
Ingresos por operaciones continuas antes de impuestos sobre la renta y ganancias en acciones	\$ 1,489	\$ 1,734	\$ 714
Ganancias patrimoniales (pérdidas), antes del impuesto sobre la renta <sup>(1)</sup>	294	30	(236)
Ingresos antes de impuestos	\$ 1,783	\$ 1,764	\$ 478
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	14 %	18 %	(10)%
<b>SDG&amp;E:</b>			
Gasto del impuesto sobre la renta	\$ 190	\$ 171	\$ 173
Utilidades antes de impuestos sobre la renta	\$ 1,014	\$ 945	\$ 849
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	19 %	18 %	20 %
<b>SoCalGas:</b>			
Gasto del impuesto sobre la renta	\$ 96	\$ 120	\$ 92
Utilidades antes de impuestos sobre la renta	\$ 601	\$ 762	\$ 493
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	16 %	16 %	19 %

(1) Mencionamos cómo reconocemos las ganancias en acciones en la Nota 6.

Para SDG&E y SoCalGas, la CPUC requiere un tratamiento de fijación de tarifas de flujo para el beneficio fiscal o gasto del impuesto sobre la renta derivado de ciertas diferencias relacionadas con la propiedad y otras diferencias temporales entre el tratamiento para la presentación de informes financieros y el impuesto sobre la renta, que se revertirán con el tiempo. Conforme al tratamiento contable reglamentario requerido para estas diferencias temporales de flujo, los activos y pasivos del impuesto sobre la renta diferidos no se registran al gasto diferido del impuesto sobre la renta, sino más bien a un activo o pasivo regulatorio, que impacta al ETR. En consecuencia, los cambios en el tamaño relativo de estos rubros en comparación con los ingresos antes de impuestos, de un período a otro, pueden provocar variaciones en el ETR. Se someten a tratamiento de traslado ingresos los siguientes rubros:

- reparaciones gastos relacionados con cierta porción de activos fijos de planta de servicios públicos
- la porción de patrimonio de la AFUDC, que es no es gravable
- una parte del costo de remoción de activos de planta de servicios públicos
- gastos de software de empresas de servicios públicos desarrollada con recursos propios
- depreciación en cierta porción de activos de planta de servicios públicos
- impuestos sobre la renta estatales

El AFUDC relacionado con el patrimonio neto registrado para proyectos de construcción regulados en Sempra México tiene un tratamiento de flujo a través similar.

Registramos el Gastos (ingresos) por impuesto sobre la renta de los efectos operacionales de la moneda extranjera y la inflación. Dichos efectos se compensan con las ganancias (pérdidas) netas de derivados en moneda extranjera que cubren el riesgo de la matriz de Sempra México de su participación controladora en IEnova de los movimientos en el peso mexicano.

Presentamos en el cuadro a continuación conciliaciones de las tasas de impuestos federales netos de Estados Unidos a nuestros ETRs.





# CONCILIACIÓN DE TASAS FEDERALES DEL IMPUESTO A TASAS EFECTIVAS DEL IMPUESTO

Ejercicios terminados el 31 de diciembre

2020 2019 2018

## Sempre Energy Consolidado:

Tasa de impuesto sobre la renta legal federal de Estados Unidos	21 %	21 %	21 %
Depreciación de servicios públicos	3	3	12
Ganancias no estadounidenses gravadas a tasas diferentes a la tasa del impuesto sobre la renta estatutaria de	2	3	10
Impuestos estatales sobre la renta, neto del beneficio federal del impuesto sobre la renta	1	2	(8)
Pérdidas por deterioro	1	—	(32)
Efectos de la TCJA	—	—	9
Prestaciones no reconocidas del impuesto sobre la renta	—	—	4
Participaciones no controladoras en contratos de capital pagado con bonificaciones fiscales	—	—	3
Resolución de partidas del impuesto sobre la renta de años anteriores	—	—	(1)
Exceso de impuestos sobre la renta diferidos fuera de la fijación de tasas de ratemaking	—	(4)	—
Partidas relacionadas con la compensación	(1)	—	3
Asignaciones de valuación	(1)	—	—
Previsión de fondos usados durante la construcción	(1)	(1)	(4)
Amortización del exceso de Impuestos sobre la renta diferidos	(1)	(1)	(4)
Créditos fiscales	(1)	(2)	(10)
Efectos cambiarios y de inflación <sup>(2)</sup>	(3)	4	6
Gastos de software de empresas de servicios públicos autodesarrollada	(3)	(2)	(7)
Gastos de reparaciones de empresas de servicios públicos	(4)	(3)	(13)
Otro, neto	1	(2)	1
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	14 %	18 %	(10)%

## SDG&E:

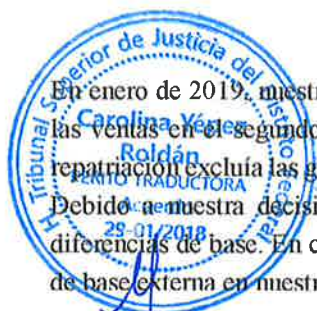
Tasa de impuesto sobre la renta legal federal de Estados Unidos	21 %	21 %	21 %
Impuestos estatales sobre la renta, neto del beneficio federal del impuesto sobre la renta	5	6	5
Depreciación	3	3	3
Exceso de impuestos sobre la renta diferidos fuera de la elaboración de fijación de tasas ratemaking	—	(3)	—
Amortización del exceso de Impuestos sobre la renta diferidos	(1)	(1)	(1)
Previsión de fondos usados durante la construcción	(2)	(1)	(2)
Gastos de reparaciones	(3)	(3)	(3)
Gastos de software de empresas de servicios públicos autodesarrollada	(4)	(3)	(2)
Otro, neto	—	(1)	(1)
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	19 %	18 %	20 %

## SoCalGas:

Tasa de impuesto sobre la renta legal federal de Estados Unidos	21 %	21 %	21 %
Depreciación	5	4	7
Impuestos estatales sobre la renta, neto del beneficio federal del impuesto sobre la renta	2	4	2
Gastos no deducibles	2	—	—
Prestaciones no reconocidas del impuesto sobre la renta	—	—	4
Partidas relacionadas con la compensación	—	—	1
Resolución de partidas del impuesto sobre la renta de años anteriores	—	—	(1)
Exceso de impuestos sobre la renta diferidos fuera de la elaboración de fijación de tasas	—	(5)	—
Previsión de fondos usados durante la construcción	(1)	(1)	(2)
Amortización del exceso de Impuestos sobre la renta diferidos	(1)	(1)	(2)
Gastos de software de empresas de servicios públicos autodesarrollada	(4)	(2)	(3)
Gastos de reparaciones	(7)	(4)	(7)
Otro, neto	(1)	—	(1)
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	16 %	16 %	19 %

(1) Relacionados con operaciones en México.

(2) Por fluctuación del peso mexicano frente al dólar estadounidense. Registramos el gasto (beneficio) del impuesto sobre la renta de los efectos operacionales de la moneda extranjera y la inflación por apreciación (depreciación) del peso mexicano. También reconocemos ganancias (pérdidas) en Ocho Ingresos Netos en los Estados Consolidados de Resultados derivados en moneda extranjera que cubren parcialmente el riesgo de la matriz de Sempra México a los movimientos en el peso mexicano a partir de su participación controladora en IEnova.



En enero de 2019, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender nuestros negocios sudamericanos y concluimos las ventas en el segundo trimestre de 2020, como lo mencionamos en la Nota 5. Previo a esta decisión, nuestra estimación de repatriación excluía las ganancias posteriores a 2017 y otras diferencias de base relacionadas con nuestros negocios sudamericanos. Debido a nuestra decisión de vender nuestros negocios sudamericanos, ya no afirmamos la reinversión indefinida de estas diferencias de base. En consecuencia, registramos los siguientes impactos del impuesto sobre la renta por cambios en diferencias de base externa en nuestras operaciones discontinuas en Sudamérica:

- \* Beneficio del impuesto sobre la renta de \$89 millones de dólares en 2019 relacionado principalmente con diferencias de base externa existentes a partir de la aprobación del 25 de enero de 2019 de nuestro plan para vender nuestros negocios sudamericanos; y
- \* Beneficio del impuesto sobre la renta de \$7 millones de dólares en 2020 comparado con gastos del impuesto sobre la renta de \$51 millones de dólares en 2019 relacionados con cambios en las diferencias de base externa con las ganancias y los efectos en moneda extranjera desde el 25 de enero de 2019.

Esperamos repatriar aproximadamente \$1.3 mil millones de dólares de ganancias extranjeras no distribuidas en un futuro previsible, y hemos acumulado \$58 millones de dólares de pasivo diferido del impuesto sobre la renta del estado estadounidense al 31 de diciembre de 2020 para repatriaciones que esperamos comiencen en 2021 a medida que se genera efectivo. Repatriamos aproximadamente \$4.7 mil millones de dólares, \$254 millones de dólares y \$338 millones de dólares a Estados Unidos en 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

No hemos registrado impuestos sobre la renta diferidos con respecto a las diferencias de base restantes de aproximadamente \$1.1 mil millones de dólares entre los estados financieros y los montos de inversión en impuestos sobre la renta en nuestras subsidiarias no estadounidenses porque consideramos que se reinvertieron indefinidamente al 31 de diciembre de 2020. Las diferencias de base restantes se calculan conforme a la ley fiscal federal de Estados Unidos, que puede diferir de la ley fiscal en California y las jurisdicciones extranjeras. Actualmente no es práctico determinar el monto hipotético del impuesto que podría pagarse si se realizaran las diferencias de base subyacentes.

La segunda medición de los saldos del impuesto sobre la renta diferidos en SDG&E y SoCalGas en diciembre de 2017, como resultado de la TCIA, dio como resultado el exceso de impuestos sobre la renta diferidos que anteriormente se habían cobrado a los contribuyentes a la tasa más alta. En una decisión que se tomó en enero de 2019, la CPUC indicó que ciertos excedentes de los saldos del impuesto sobre la renta diferidos generados por actividades ajenas a la elaboración de rendimientos se asignaran a los accionistas en lugar de a los contribuyentes. En consecuencia, en 2019, SDG&E y SoCalGas registraron beneficios del impuesto sobre la renta por \$31 millones de dólares y \$38 millones de dólares, respectivamente, a partir de la liberación de una parte del pasivo regulatorio establecido en relación con la reforma fiscal 2017 por saldos excedentes del impuesto sobre la renta diferidos.

En el siguiente cuadro se presentan los componentes geográficos de los ingresos antes de impuestos.

#### INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS — SEMPRA ENERGY CONSOLIDADO

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Por componentes geográficos:			
U.S.	\$ 1,461	\$ 1,191	\$ (102)
No-U.S.	322	573	580
Total <sup>(1)</sup>	\$ 1,783	\$ 1,764	\$ 478

(1) Consulte la tabla anterior Cálculo del impuesto sobre la renta (Beneficio) y Tasas del impuesto efectivo sobre la renta para el cálculo de los ingresos antes de impuestos.

Los ingresos antes de impuestos de Estados Unidos fueron menores en 2018 en comparación con 2020 y 2019 debido al deterioro de 2018 de ciertos activos en Sempra LNG y Sempra Renewables (discutido en las Notas 5 y 12), compensado por la ganancia de 2018 por la venta de activos en Sempra Renewables (discutido en la Nota 5).

Los componentes del gasto del impuesto sobre la renta son los siguientes.

**GASTO DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA (BENEFICIO)**

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energía Consolidado:</b>			
Actual:			
Federal de Estados Unidos	\$ —	\$ —	\$ (1)
Estado de Estados Unidos	(22)	(14)	67
Non-U.S.	112	140	127
Total	90	126	193
Diferido:			
Federal de Estados Unidos	157	87	(121)
Estado de Estados Unidos	36	21	(183)
Non-U.S.	(34)	84	66
Total	159	192	(238)
Créditos fiscales diferidos a la inversión	—	(3)	(4)
Gasto total del impuesto sobre la renta (beneficio)	\$ 249	\$ 315	\$ (49)
<b>SDG&amp;E:</b>			
Actual:			
Federal de Estados Unidos	\$ 121	\$ 35	\$ 104
Estado de Estados Unidos	34	31	30
Total	155	66	134
Diferido:			
Federal de Estados Unidos	11	75	17
Estado de Estados Unidos	25	32	24
Total	36	107	41
Créditos fiscales diferidos a la inversión	(1)	(2)	(2)
Gasto total del impuesto sobre la renta	\$ 190	\$ 171	\$ 173
<b>SoCalGas:</b>			
Actual:			
Federal de Estados Unidos	\$ 163	\$ 8	\$ 4
Estado de Estados Unidos	45	24	10
Total	208	32	14
Diferido:			
Federal de Estados Unidos	(85)	79	78
Estado de Estados Unidos	(28)	10	2
Total	(113)	89	80
Créditos fiscales diferidos a la inversión	1	(1)	(2)
Gasto total del impuesto sobre la renta	\$ 96	\$ 120	\$ 92





En los cuadros siguientes se presentan los componentes de los Impuestos sobre la renta diferidos:

#### IMPUESTOS DIFERIDOS — SEMPRA ENERGY CONSOLIDADA

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>Pasivos por impuesto sobre la renta diferidos:</b>		
Diferencias en bases financieras y fiscales de activos fijos, inversiones y otros activos <sup>(1)</sup>	\$ 4,891	\$ 4,052
Retención de impuesto estatal y no estadounidense sobre repatriación de ganancias extranjeras	46	153
Cuenta de balance reglamentario	587	468
Activos con derecho de uso (ROU) — arrendamientos operativos	144	131
Impuestos prediales	51	44
Otros pasivos por impuesto sobre la renta diferidos	40	93
<b>Total de pasivos por impuesto sobre la renta diferidos</b>	<b>5,759</b>	<b>4,941</b>
<b>Activos del impuesto sobre la renta diferidos:</b>		
Créditos fiscales	1,161	1,136
Pérdidas operativas netas	1,299	911
Prestaciones posteriores a la jubilación	162	200
Partidas relacionadas con la compensación	169	161
Pasivos de arrendamiento operativo	125	131
Otros activos del impuesto sobre la renta diferidos	152	72
Gastos devengados aún no deducibles	130	52
<b>Activos del impuesto sobre la renta diferidos antes de asignaciones de valuación</b>	<b>3,198</b>	<b>2,663</b>
Menos: subsidios de valuación	174	144
<b>Total del activo del impuesto sobre la renta diferido</b>	<b>3,024</b>	<b>2,519</b>
<b>Pasivo del impuesto sobre la renta diferido neto <sup>(2)</sup></b>	<b>\$ 2,735</b>	<b>\$ 2,422</b>

(1) Además de las diferencias financieras sobre base fiscal en el activo fijo, el monto también incluye diferencias financieras sobre base fiscal en diversos intereses en asociaciones y ciertas afiliadas.

(2) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, incluye \$136 millones de dólares y \$155 millones de dólares, respectivamente, registrados como activo no circulante y \$2,871 millones de dólares y \$2,577 millones de dólares, respectivamente, registrados como pasivo no circulante en los Balance Consolidados.

#### IMPUESTOS DIFERIDOS — SDG&E Y SOCALGAS

(En millones de dólares)

	SDG&E		SoCalGas	
	Al 31 de diciembre de		Al 31 de diciembre de	
	2020	2019	2020	2019
<b>Pasivos por impuesto sobre la renta diferidos:</b>				
Diferencias en bases financieras y fiscales de planta de servicios públicos y otros activos	\$ 1,833	\$ 1,735	\$ 1,322	\$ 1,246
Cuenta de balance reglamentario	224	141	362	327
Activos con derecho de uso (ROU) — arrendamientos operativos	28	32	21	22
Impuestos prediales	34	30	17	14
Otros	2	14	1	1
<b>Total de pasivos por impuesto sobre la renta diferidos</b>	<b>2,121</b>	<b>1,952</b>	<b>1,723</b>	<b>1,610</b>
<b>Activos del impuesto sobre la renta diferidos:</b>				
Créditos fiscales	5	6	3	3
Prestaciones posteriores a la jubilación	14	37	123	120
Partidas relacionadas con la compensación	12	6	36	25
Pasivos de arrendamiento operativo	28	32	21	22
Asignación de deuda incobrable	18	3	15	1
Impuestos estatales sobre la renta	8	7	11	8
Gastos devengados aún no deducibles	14	9	93	15
Otros	3	4	15	13
<b>Total del activo del impuesto sobre la renta diferido</b>	<b>102</b>	<b>104</b>	<b>317</b>	<b>207</b>
<b>Neto del impuesto sobre la renta diferido</b>	<b>\$ 2,019</b>	<b>\$ 1,848</b>	<b>\$ 1,406</b>	<b>\$ 1,403</b>





En el siguiente cuadro se resumen nuestras NOLs no utilizadas y los créditos fiscales trasladables.

# PERDIDAS NETAS DE EXLOTACIÓN Y CRÉDITO FISCAL ARRASTRE

(En millones de dólares)

	Importe no utilizado al 31 de diciembre de 2020	Comienza el vencimiento del año
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Federal de Estados Unidos:		
NOL <sup>(1)</sup>	\$ 5,284	2031
Créditos fiscales generales a empresas <sup>(1)</sup>	428	2032
Créditos fiscales extranjeros <sup>(2)</sup>	694	2024
Estado estadounidense <sup>(2)</sup> :		
NOL	3,047	2021
Créditos fiscales generales a empresas	39	2021
No estadounidense <sup>(2)</sup> — NOLs	126	2021

(1) Hemos registrado beneficios del impuesto sobre la renta diferidos en estas NOLs y créditos fiscales en total porque actualmente creemos que es probable que se realicen.

(2) No hemos registrado beneficios fiscales del impuesto sobre la renta diferido en una parte de estas NOLs y créditos fiscales porque actualmente creemos que no es probable que se realicen, como se discute a continuación.

Se registra una asignación de valuación cuando, con base en criterios de mayor probabilidad, la prueba negativa supera a la prueba positiva con respecto a nuestra capacidad de realizar en el futuro un activo del impuesto sobre la renta diferido. De las asignaciones de valuación registradas hasta la fecha, las pruebas negativas superan a las pruebas positivas debido principalmente a las pérdidas acumuladas antes de impuestos en diversas jurisdicciones estatales y no estadounidenses, lo que resulta en activos diferidos del impuesto sobre la renta que actualmente no creemos que se realizarán o. En el siguiente cuadro se proporcionan los derechos de valuación que registramos contra una parte de nuestro total de activos del impuesto sobre la renta diferidos mostrados anteriormente en la tabla "Impuestos sobre la renta diferidos — Sempra Energy Consolidado".

## ASIGNACIONES DE VALUACIÓN

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Federal de Estados Unidos	\$ 118	\$ 90
Estado de Estados Unidos	32	33
No estadounidense	24	21
	\$ 174	\$ 144

A continuación, se presenta una conciliación de los cambios en los beneficios fiscales no reconocidos del impuesto sobre la renta y el efecto potencial en nuestro ETR para los años terminados el 31 de diciembre:

#### CONCILIACIÓN DE BENEFICIOS FISCALES NO RECONOCIDOS

(En millones de dólares)

	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Saldo al 1 de enero	\$ 93	\$ 119	\$ 89
Aumento de posiciones fiscales de periodo anterior	3	5	7
Disminución de posiciones fiscales de periodo anterior	(1)	—	(1)
Incremento en posiciones fiscales de periodo actual	4	2	24
Liquidaciones con autoridades fiscales	—	(32)	—
Caducidad del periodo de prescripción	—	(1)	—
Saldo al 31 de diciembre	\$ 99	\$ 93	\$ 119
De saldo 31 de diciembre, montos relacionados con posiciones fiscales a reconocerse en años futuros			
Disminución de la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	\$ (87)	\$ (81)	\$ (107)
Aumento de la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	31	27	24
<b>SDG&amp;E:</b>			
Saldo al 1 de enero	\$ 12	\$ 11	\$ 10
Aumento de posiciones fiscales de periodo anterior	1	1	1
Saldo al 31 de diciembre	\$ 13	\$ 12	\$ 11
De saldo 31 de diciembre, montos relacionados con posiciones fiscales que de reconocerse en años futuros			
Disminución de la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	\$ (10)	\$ (9)	\$ (9)
Aumento de la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	1	1	1
<b>SoCalGas:</b>			
Saldo al 1 de enero	\$ 64	\$ 61	\$ 35
Aumento de posiciones fiscales de periodo anterior	1	1	2
Incremento en posiciones fiscales de periodo actual	3	2	24
Saldo al 31 de diciembre	\$ 68	\$ 64	\$ 61
De saldo 31 de diciembre, montos relacionados con posiciones fiscales que de reconocerse en años futuros			
Disminución de la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	\$ (59)	\$ (55)	\$ (51)
Aumento de la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	30	26	23

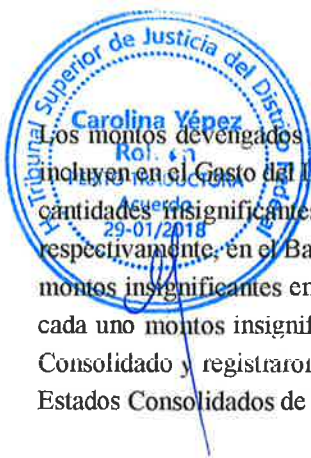
(1) Incluye las diferencias temporales de libros y fiscales que se tratan como flujo a través para fines de elaboración de la tasa, como se ha expuesto anteriormente.

Es razonablemente posible que, dentro de los próximos 12 meses, los beneficios fiscales no reconocidos del impuesto sobre la renta pudieran disminuir debido a lo siguiente:

#### POSIBLES DISMINUCIONES EN BENEFICIOS FISCALES NO RECONOCIDOS EN UN PLAZO DE 12 MESES

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Caducidad del periodo de prescripción a las evaluaciones fiscales	\$ —	\$ —	\$ (1)
Potencial resolución de temas de auditoría con diversos federales, estatales y locales de Estados Unidos			
y autoridades fiscales no estadounidenses	(8)	(8)	(40)
	\$ (8)	\$ (8)	\$ (41)
<b>SDG&amp;E:</b>			
Potencial resolución de temas de auditoría con diversos federales, estatales y locales de Estados Unidos	\$ (6)	\$ (6)	\$ (6)
<b>SoCalGas:</b>			
Potencial resolución de temas de auditoría con diversos federales, estatales y locales de Estados Unidos			
autoridades fiscales	\$ (2)	\$ (2)	\$ (2)



Los montos devengados por intereses y sanciones asociadas a beneficios fiscales no reconocidos del impuesto sobre la renta se incluyen en el Gasto del Impuesto sobre la Renta en los Estados Consolidados de Resultados. Sempra Energy Consolidada devengó cantidades insignificantes y \$1 millón de dólares por gastos por intereses y sanciones al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, en el Balance General Consolidado, y registró \$1 millón de dólares de gastos por intereses y sanciones en 2018 y montos insignificantes en cada uno de 2020 y 2019 en el Estados Consolidados de Resultados. SDG&E y SoCalGas devengaron cada uno montos insignificantes por gastos por intereses y sanciones al 31 de diciembre de 2020 y 2019 en el Balance General Consolidado y registraron cantidades insignificantes de gastos por intereses y sanciones en cada uno de 2020, 2019 y 2018 en los Estados Consolidados de Resultados.

## AUDITORÍAS DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA

Sempra Energy está sujeta al impuesto federal sobre la renta de Estados Unidos, así como al impuesto sobre la renta de múltiples jurisdicciones estatales y no estadounidenses. Seguimos sujetos a examinación para los ejercicios fiscales federales de Estados Unidos posteriores a 2016. Estamos sujetos a examinación por las principales jurisdicciones fiscales estatales para los ejercicios fiscales posteriores a 2012. Ciertas declaraciones de impuestos sobre la renta no estadounidenses importantes para los ejercicios fiscales 2013 a través del presente están sujetas a examinación. También estamos abiertos a la revisión de declaraciones de impuestos sobre la renta no estadounidenses relacionadas con nuestro interés previo en nuestro negocio de materias primas, que deshicimos en 2010, para los años 1999 a 2010.

SDG&E y SoCalGas están sujetos al impuesto federal sobre la renta de Estados Unidos y al impuesto estatal sobre la renta y los mismos permanecen sujetos a examinación para años fiscales federales de Estados Unidos después de 2016 y años fiscales estatales después de 2012.

Además, Sempra Energy ha presentado reclamaciones para impugnar los ajustes de auditoría estatal propuestos para los ejercicios fiscales del 2009 al 2012. Los ejercicios fiscales previos a 2013 para nuestras principales jurisdicciones fiscales estatales están cerrados a nuevos temas; por lo tanto, no podrán ser evaluados por las autoridades fiscales para estos ejercicios fiscales.

---

## NOTA 9. PLANES DE PRESTACIONES DE LOS EMPLEADOS

Para nuestros planes de prestaciones para empleados:

- reconocemos en el balance un activo por el estado de sobrefinanciación de un plan o un pasivo por el estado de sub-financiamiento de un plan;
- medimos los activos de un plan y sus obligaciones que determinen su estado de financiamiento al término del ejercicio fiscal; y
- reconocemos cambios en el estado de financiamiento de los planes de pensiones y PBO en el año en que se producen los cambios. Generalmente, esos cambios se reportan en la OCI y como un componente separado del capital contable.

La información detallada que se presenta a continuación abarca los planes de prestaciones para empleados principalmente de Sempra Energy y sus afiliadas consolidadas.

Sempra Energy ha financiado y no financiados planes tradicionales de prestaciones definidos y saldos de efectivo no contributivos, incluidos planes separados para SDG&E y SoCalGas, que abarcan colectivamente a todos los empleados con derecho a los mismos, incluido un miembro de la junta directiva de Sempra Energy que fue participante en un plan predecesor el 1 de junio de 1998 o antes de esa fecha. Las prestaciones de pensión conforme a los planes tradicionales de prestaciones definidas se basan en las ganancias de servicio y promedio final, mientras que los planes de saldo de efectivo proporcionan beneficios utilizando una metodología de ganancias promedio de carrera.

Enova cuenta con un plan de prestaciones definidas no contributivas no financiadas que ampara a todos los empleados el cual brinda prestaciones definidas a los jubilados con base en la fecha de contratación, años de servicio y ganancias medias finales.





Sempre Energy también tiene planes del PBOP, incluidos planes separados para SDG&E y SoCalGas, que colectivamente protegen a todos los empleados nacionales y ciertos extranjeros. Los planes de seguro de vida son contributivos y no contributivos y los planes de atención de salud son contributivos. Las aportaciones de los participantes se ajustan anualmente. Otras prestaciones posteriores a la jubilación incluyen prestaciones médicas para los cónyuges de jubilados.

Los costos y obligaciones de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación dependen de los supuestos utilizados para calcular dichos montos. Revisamos estos supuestos de manera anual y los actualizamos según corresponda. Consideramos las condiciones actuales del mercado, incluidas las tasas de interés, al hacer estos supuestos. Utilizamos una fecha de medición del 31 de diciembre para todos nuestros planes.

## **FIDEICOMISO DEL RABINO**

En apoyo a sus Planes de Retiro Ejecutivo Suplementario, Restauración de Saldo de Efectivo y Compensación Diferida, Sempra Energy conserva activos de contratos de terceros, entre ellos un Fideicomiso del Rabino e inversiones en contratos de seguro de vida, los cuales totalizaron \$512 millones de dólares y \$488 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

## **PLANES DE PENSIONES Y OTROS PLANES DE PRESTACIONES POSTERIORES A LA JUBILACIÓN**

### ***Modificaciones del Plan de Prestaciones que impactan el 2019***

En 2019, ciertos participantes ejecutivos en una empresa con plan de pensiones incondicionales se tuvieron derecho al mismo para el Plan Ejecutivo Suplementario de Jubilación. Esto se trató como una modificación al plan y aumentó el pasivo registrado en pensiones en \$5 millones de dólares en Sempra Energy, \$3 millones de dólares en SDG&E y \$2 millones en SoCalGas en 2019.

### ***Contabilidad de Liquidación para pagos en una sola exhibición***

Cuando corresponda, registramos los cargos de liquidación por pagos en una sola exhibición de nuestros planes de pensiones incondicionales que excedan el costo de servicio del plan respectivo más el costo de intereses. Sempra Energy Consolidado registró cargos de liquidación por \$22 millones de dólares y \$24 millones de dólares en 2020 y 2019, respectivamente, y Sempra Energy Consolidado y SDG&E registraron cargos de liquidación por \$12 millones de dólares y \$4 millones de dólares, respectivamente, en 2018.

### ***Venta de Contratos de Renta Vitalicia de Plan de Pensiones Incondicionales***

En marzo de 2018, una aseguradora adquirió rentas vitalicias para algunos pensionados actuales en los planes de pensiones incondicionales de SDG&E y SoCalGas y asumió la obligación de pago de estas rentas vitalicias. En SDG&E en el primer trimestre de 2018 y en SoCalGas en el segundo trimestre de 2018, el pasivo transferido por estas rentas vitalicias, más el total de pagos en una sola exhibición anual hasta la fecha, superó el límite de liquidación, lo que detonó la contabilidad de liquidación. Esto dio como resultado cargos de liquidación en costo neto de beneficios periódicos de \$54 millones de dólares en Sempra Energy Consolidado, incluidos \$22 millones de dólares en SDG&E y \$32 millones de dólares en SoCalGas. Los cargos de liquidación se registraron como activos reglamentarios en el Balance General Consolidado.

### ***Prestaciones especiales por rescisión que impactan el 2018***

En 2018, algunos empleados no sindicalizados de 62 años o más con 5 años de servicio o de 55 a 61 años con 10 años de servicio que se jubilaron conforme al Programa de Mejora Voluntaria del Retiro ese año recibieron una prestación médica adicional posterior a la jubilación en forma de Cuenta de Reembolso por Salud de \$100 mil dólares. Tratamos la obligación en materia de prestaciones atribuibles a la Cuenta de Reembolso de Salud como una prestación especial por terminación. Esto dio como resultado incrementos al pasivo registrado por PBOP y costo neto de beneficio periódico de \$5 millones de dólares para Sempra Energy Consolidado, \$3 millones de dólares para SDG&E y \$2 millones de dólares para SoCalGas en 2018.





En 2020 y en 2019 y 2018, tuvimos \$11 millones de dólares y \$27 millones de dólares, respectivamente, en AOCI representando una pérdida actuarial relacionada con el plan de pensiones de Oncor.

### Obligaciones de las Prestaciones y Activos

En los tres cuadros siguientes se proporciona una conciliación de los cambios en las obligaciones de prestaciones proyectadas de los planes y el valor razonable de los activos durante 2020 y 2019, y un estado de la situación financiada al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

#### OBLIGACIÓN DE PRESTACIONES PROYECTADAS, VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS Y SITUACIÓN FINANCIADA SEMPRA ENERGY CONSOLIDADA

(En millones de dólares)

	Prestaciones de pensión		Otras prestaciones posteriores a la jubilación	
	2020	2019	2020	2019
<b>CAMBIO EN OBLIGACIÓN DE PRESTACIONES PROYECTADAS</b>				
Obligación neta al 1 de enero	\$ 3,768	\$ 3,339	\$ 913	\$ 868
Costo del servicio	129	110	18	17
Costo de intereses	129	139	33	36
Aportaciones de los participantes del plan	—	—	22	21
Pérdida actuarial	351	445	79	45
Modificaciones de plan	—	5	—	—
Pagos de prestaciones	(93)	(93)	(74)	(72)
Liquidaciones	(207)	(177)	(2)	(2)
Obligación neta al 31 de diciembre	4,077	3,768	989	913
<b>CAMBIO EN LOS ACTIVOS DEL PLAN</b>				
Valor razonable de los activos del plan al 1 de enero	2,662	2,160	1,281	1,108
Rendimiento efectivo sobre activos del plan	350	496	164	218
Aportaciones patronales	290	276	8	8
Aportaciones de los participantes del plan	—	—	22	21
Pagos de prestaciones	(93)	(93)	(74)	(72)
Liquidaciones	(207)	(177)	(2)	(2)
Valor razonable de los activos del plan al 31 de diciembre	3,002	2,662	1,399	1,281
Estatus financiado al 31 de diciembre	\$ (1,075)	\$ (1,106)	\$ 410	\$ 368
Activo neto registrado (pasivo) al 31 de diciembre	\$ (1,075)	\$ (1,106)	\$ 410	\$ 368



**OBJETIVACIÓN DE PRESTACIONES PROYECTADAS, VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS Y SITUACIÓN FINANCIADA**  
**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**

(En millones de dólares)

	Prestaciones de pensión		Otro postretiro beneficios	
	2020	2019	2020	2019
<b>CAMBIO EN OBLIGACIÓN DE PRESTACIONES PROYECTADAS</b>				
Obligación neta al 1 de enero	\$ 895	\$ 814	\$ 177	\$ 170
Costo del servicio	31	30	4	4
Costo de intereses	30	34	6	7
Aportaciones de los participantes del plan	—	—	8	7
Pérdida actuarial	37	61	17	7
Modificaciones de plan	—	3	—	—
Pagos de prestaciones	(18)	(18)	(20)	(18)
Liquidaciones	(52)	(39)	—	—
Transferencia de responsabilidad de otros planes	(10)	10	1	—
Obligación neta al 31 de diciembre	913	895	193	177
<b>CAMBIO EN LOS ACTIVOS DEL PLAN</b>				
Valor razonable de los activos del plan al 1 de enero	739	600	197	172
Rendimiento efectivo sobre activos del plan	94	135	26	36
Aportaciones patronales	52	52	1	—
Aportaciones de los participantes del plan	—	—	8	7
Pagos de prestaciones	(18)	(18)	(20)	(18)
Liquidaciones	(52)	(39)	—	—
Transferencia de activos de otros planes	4	9	1	—
Valor razonable de los activos del plan al 31 de diciembre	819	739	213	197
Estatus financiado al 31 de diciembre	\$ (94)	\$ (156)	\$ 20	\$ 20
Activo neto registrado (pasivo) al 31 de diciembre	\$ (94)	\$ (156)	\$ 20	\$ 20



**OBLIGACIÓN DE PRESTACIONES PROYECTADAS, VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS Y SITUACIÓN FINANCIADA**  
**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**

(en millones de dólares)

Acuerdo  
29-01/2018

	Prestaciones de pensión		Otras prestaciones posteriores a la jubilación	
	2020	2019	2020	2019
<b>CAMBIO EN OBLIGACIÓN DE PRESTACIONES PROYECTADAS</b>				
Obligación neta al 1 de enero	\$ 2,526	\$ 2,148	\$ 688	\$ 646
Costo del servicio	86	68	14	12
Costo de intereses	88	91	25	27
Aportaciones de los participantes del plan	—	—	14	13
Pérdida actuarial	282	345	57	39
Modificaciones de plan	—	2	—	—
Pagos de prestaciones	(60)	(59)	(49)	(49)
Liquidaciones	(105)	(65)	—	—
Traspaso de responsabilidad a otros planes	12	(4)	—	—
Obligación neta al 31 de diciembre	2,829	2,526	749	688
<b>CAMBIO EN LOS ACTIVOS DEL PLAN</b>				
Valor razonable de los activos del plan al 1 de enero	1,737	1,385	1,059	916
Rendimiento efectivo sobre activos del plan	243	320	134	178
Aportaciones patronales	152	152	1	1
Aportaciones de los participantes del plan	—	—	14	13
Pagos de prestaciones	(60)	(59)	(49)	(49)
Liquidaciones	(105)	(65)	—	—
Transferencia de activos de otros planes	2	4	—	—
Valor razonable de los activos del plan al 31 de diciembre	1,969	1,737	1,159	1,059
Estatus financiado al 31 de diciembre	\$ (860)	\$ (789)	\$ 410	\$ 371
Activo neto registrado (pasivo) al 31 de diciembre	\$ (860)	\$ (789)	\$ 410	\$ 371

Las pérdidas actuariales (ganancias) fluctúan en función de los cambios en los supuestos que describimos a continuación en “Supuestos para planes de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación” y actualizaciones a los datos censales. En 2020, 2019 y 2018, la Sociedad de Actuarios publicó escalas actualizadas de proyección de mejora de la mortalidad, reflejando cambios en las mejoras proyectadas de longevidad observadas en sus tablas de mortalidad. Hemos incluido estos supuestos, ajustados a la experiencia real de mortalidad de las empresas de Sempra Energy, en nuestros cálculos para cada uno de esos años.

- Las pérdidas actuariales en planes de pensiones en Sempra Energy Consolidado en 2020 fueron impulsadas principalmente por una disminución de las tasas de descuento en Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas y una disminución en la tasa de conversión de suma global en SoCalGas, junto con datos censales actualizados en Sempra Energy y SoCalGas. Estas pérdidas actuariales fueron compensadas por ganancias actuariales en Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas debido a una disminución en la tasa de acreditación de intereses para los planes de saldo de caja.
- Las pérdidas actuariales en los planes PBOP en Sempra Energy Consolidado en 2020 fueron impulsadas principalmente por una disminución de las tasas de descuento en Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas y datos censales actualizados en SoCalGas. Estas pérdidas actuariales se vieron compensadas por una reducción en los costos esperados de atención de salud para 2021 en SoCalGas.

### **Activos y Pasivos Netos**

El activo y pasivo de los planes de pensiones y PBOP se ven afectados por cambios en las condiciones del mercado, así como cuando la experiencia real del plan es diferente a la asumida. Dichos eventos derivan en ganancias y pérdidas de inversión, que diferimos y reconocemos en los costos de pensiones y en otras prestaciones posteriores a la jubilación durante un periodo de años. Nuestros planes de pensiones y PBOP financiados utilizan el método de disminución de la volatilidad del activo, a excepción de los de SDG&E. Este método desarrolla un valor de activo que reconoce las ganancias y pérdidas de inversión realizadas y no realizadas durante un periodo de tres años. Este valor de activo ajustado, conocido como el valor relacionado con el mercado de los activos,



se utiliza en conjunto con una tasa de rendimiento a largo plazo prevista para determinar el componente de rendimiento sobre activos esperado del costo neto del beneficio periódico. SDG&E no utiliza el método de disminución de la volatilidad del activo, sino que reconoce las ganancias y pérdidas de inversión realizadas y no realizadas durante el año en curso.

El método de fluctuación de las pérdidas y utilidades actuariales mayores al 10% se utiliza en Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas. Conforme a este método contable, si a partir del inicio de un año la utilidad o pérdida neta no reconocida supera el 10% de la mayor parte de la obligación de prestaciones proyectados o el valor relacionado con el mercado de los activos del plan, el exceso se amortiza en el período de servicio restante promedio de los participantes activos. El método de disminución de la volatilidad del activo y el método de fluctuación de las pérdidas y utilidades actuariales mayores al 10% ayudan a mitigar la volatilidad de los costos netos de beneficios periódicos en cada año.

Las pensiones de prestaciones definidas y otros planes posteriores a la jubilación con estatus de sobre financiamiento total se reconocen como un activo y con un estatus de sub-financiamiento total como un pasivo; los cambios no reconocidos en estos activos y/o pasivos se registran normalmente en la AOCI en el balance general. En las Empresas de Servicios Públicos de California se registran los activos y pasivos reglamentarios que compensan los activos o pasivos de los planes de pensiones financiados y otros planes de posteriores a la jubilación, ya que se espera que estos costos se recuperen en futuras tasas de servicios públicos con base en decisiones de las agencias reglamentarias.

Las Empresas de Servicios Públicos de California registran los costos anuales de pensión y otras prestaciones periódicos netas posteriores a la jubilación iguales a las aportaciones a sus planes condicionales según lo autorizado por la CPUC. Las aportaciones anuales a los planes de pensiones son mayores a:

- un monto mínimo de financiamiento requerido según lo exija el IRS;
- el monto requerido para mantener un porcentaje de logro de la Meta de Financiación Ajustada del 85% según se define en la Ley de Protección de Pensiones de 2006, vigente; o
- a partir del 1 de enero de 2019 y durante el ciclo GRC 2019, un monto fijo igual al costo anual estimado del servicio según lo definido por los U.S. GAAP más un año de una amortización de 14 años de la obligación de prestaciones proyectadas no financiadas del plan de pensiones al 1 de enero de 2019, y que limita un monto anual que mantenga el valor razonable de los activos del plan de pensiones de sobrepasar el 110% de la obligación de prestaciones de pensión del plan.

Las aportaciones anuales a los planes del PBOP son iguales al menor del monto máximo deducible de impuestos o al costo periódico neto calculado de acuerdo con los U.S. GAAP para los planes de pensiones y PBOP. Cualquier diferencia entre el costo neto de la prestación periódica reservada y los montos aportados a la pensión y otros planes posteriores a la jubilación para las Empresas de Servicios Públicos de California se divulgan como ajustes reglamentarios de acuerdo con los U.S. GAAP para las entidades reglamentadas por la tarifa.





El activo neto (pasivo) se incluye en las siguientes categorías de los Balance Consolidados al 31 de diciembre:

**PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES DE PRESTACIONES POSTERIORES A LA JUBILACIÓN, NETO DE ACTIVOS DEL PLAN**

(En millones de dólares)

	Prestaciones de pensión		Otro postretiro beneficios	
	2020	2019	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Activos no circulantes	\$ —	\$ —	\$ 430	\$ 391
Pasivo circulante	(35)	(59)	(1)	(3)
Pasivos no circulante	(1,040)	(1,047)	(19)	(20)
Activo neto registrado (pasivo)	\$ (1,075)	\$ (1,106)	\$ 410	\$ 368
<b>SDG&amp;E:</b>				
Activos no circulantes	\$ —	\$ —	\$ 20	\$ 20
Pasivo circulante	(2)	(3)	—	—
Pasivos no circulante	(92)	(153)	—	—
Activo neto registrado (pasivo)	\$ (94)	\$ (156)	\$ 20	\$ 20
<b>SoCalGas:</b>				
Activos no circulantes	\$ —	\$ —	\$ 410	\$ 371
Pasivo circulante	(7)	(4)	—	—
Pasivos no circulante	(853)	(785)	—	—
Activo neto registrado (pasivo)	\$ (860)	\$ (789)	\$ 410	\$ 371



Los montos registrados en la AOCI al 31 de diciembre, netos de efectos del impuesto sobre la renta y los montos registrados como activos reglamentarios, son los siguientes:

**MONTO EN OTRAS UTILIDADES INTEGRALES ACUMULADAS (PÉRDIDA) OTRAS UTILIDADES INTEGRALES ACUMULADAS**  
(En millones de dólares)

	Prestaciones de pensión		Otras prestaciones posteriores a la jubilación	
	2020	2019	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidado <sup>(1)</sup>:</b>				
Ganancia actuarial neta (pérdida)	\$ (102)	\$ (113)	\$ 8	\$ 10
Costo del servicio previo	(11)	(14)	—	—
Total	\$ (113)	\$ (127)	\$ 8	\$ 10
<b>SDG&amp;E:</b>				
Pérdida actuarial neta	\$ (8)	\$ (9)		
Costo del servicio previo	(2)	(7)		
Total	\$ (10)	\$ (16)		
<b>SoCalGas:</b>				
Pérdida actuarial neta	\$ (14)	\$ (7)		
Costo del servicio previo	(4)	(3)		
Total	\$ (18)	\$ (10)		

(1) Incluye las operaciones discontinuas.

Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas cuentan cada uno con un plan de pensiones financiado. En el siguiente cuadro se muestran las obligaciones de los planes de pensiones financiados con obligaciones de prestaciones superiores a los activos del plan al 31 de diciembre:

**OBLIGACIONES DE PLANES DE PENSIONES FINANCIADOS**

(En millones de dólares)

	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Obligación de prestaciones proyectadas	\$ 3,679	\$ 3,578
Obligación de prestaciones acumuladas	3,265	3,229
Valor razonable de los activos del plan	2,788	2,662
<b>SDG&amp;E:</b>		
Obligación de prestaciones proyectadas	\$ 887	\$ 861
Obligación de prestaciones acumuladas	834	818
Valor razonable de los activos del plan	819	739
<b>SoCalGas:</b>		
Obligación de prestaciones proyectadas	\$ 2,792	\$ 2,505
Obligación de prestaciones acumuladas	2,431	2,208
Valor razonable de los activos del plan	1,969	1,737

También tenemos planes de pensiones sin fondos en Sempra Energy, SDG&E, SoCalGas e IEnova. En el siguiente cuadro se muestran las obligaciones de los planes de pensiones no financiados al 31 de diciembre:

**OBLIGACIONES DE PLANES DE PENSIONES NO FINANCIADOS**

(En millones de dólares)

	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Obligación de prestaciones proyectadas	\$ 184	\$ 190
Obligación de prestaciones acumuladas	146	158
<b>SDG&amp;E:</b>		
Obligación de prestaciones proyectadas	\$ 26	\$ 34
Obligación de prestaciones acumuladas	22	27
<b>SoCalGas:</b>		
Obligación de prestaciones proyectadas	\$ 37	\$ 21
Obligación de prestaciones acumuladas	31	17



Sempre Energy, SDG&E y SoCalGas cuentan cada uno con un otro plan de prestaciones posterior a la jubilación financiado. En el siguiente cuadro se muestran las obligaciones de otros planes de prestaciones posteriores a la jubilación financiados con obligaciones acumuladas de prestaciones posteriores a la jubilación que excedan los activos del plan al 31 de diciembre:

#### OBLIGACIONES DE OTROS PLANES DE PENSIONES POSTERIORES A LA JUBILACIÓN FINANCIADOS

(En millones de dólares)

	2020	2019
<b>Sempre Energy Consolidado:</b>		
Obligación acumulada de prestaciones posteriores a la jubilación	\$ 33	\$ 32
Valor razonable de los activos del plan	27	25

También tenemos otros planes de prestaciones posterior a la jubilación sin financiación en Sempra Energy. En el siguiente cuadro se muestran las obligaciones de otros planes de prestaciones posteriores a la jubilación no financiados al 31 de diciembre:

#### OBLIGACIONES DE OTROS PLANES DE PENSIONES POSTERIORES A LA JUBILACIÓN FINANCIADOS

(En millones de dólares)

	2020	2019
<b>Sempre Energy Consolidado:</b>		
Obligación acumulada de prestaciones de posjubilación	\$ 14	\$ 16

### Costo de Beneficio Periódico neto

En los siguientes cuadros se proporcionan los componentes del costo neto del beneficio periódico y los montos antes de impuestos reconocidos en el OCI para los años terminados el 31 de diciembre:

#### COSTO NETO DE BENEFICIO PERIÓDICO Y MONTOS RECONOCIDOS EN OCI SEMPRA ENERGY CONSOLIDADA

(En millones de dólares)

	Prestaciones de pensión			Otras prestaciones posteriores a la jubilación		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
<b>COSTO NETO DEL BENEFICIO PERIÓDICO</b>						
Costo del servicio	\$ 129	\$ 110	\$ 124	\$ 18	\$ 17	\$ 21
Costo de intereses	129	139	140	33	36	36
Rendimiento sobre activos esperado	(169)	(144)	(157)	(55)	(71)	(70)
Amortización de:						
Costo de servicio previo (crédito)	12	12	11	(2)	—	1
Pérdida actuarial (ganancia)	35	36	22	(10)	(10)	(6)
Cargos de liquidación	22	28	66	—	—	—
Prestaciones especiales por terminación	—	—	—	—	—	5
Costo neto del beneficio periódico (crédito)	158	181	206	(16)	(28)	(13)
Ajuste reglamentario	91	77	(30)	16	29	17
Gasto total reconocido	249	258	176	—	1	4
<b>CAMBIOS EN LOS ACTIVOS DEL PLAN Y OBLIGACIONES DE PRESTACIONES RECONOCIDAS EN OCI <sup>(1)</sup></b>						
Pérdida neta (ganancia)	28	17	56	1	(3)	(4)
Costo del servicio previo	—	5	12	—	—	—
Amortización de ganancia actuarial (pérdida)	(14)	(13)	(12)	—	—	—
Amortización del costo del servicio previo	(4)	(3)	(2)	—	—	—
Liquidaciones	(22)	(28)	(12)	—	—	—
Total reconocido en OCI	(12)	(22)	42	1	(3)	(4)
Total reconocido en costo neto de beneficio periódico y OCI	\$ 237	\$ 236	\$ 218	\$ 1	\$ (2)	\$ —

(1) Incluye las operaciones discontinuas.



**COSTO NETO DE BENEFICIO PERIÓDICO Y MONTOS RECONOCIDOS EN OCI**  
**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**

(En millones de dólares)

	Prestaciones de pensión			Otras prestaciones posteriores a la		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
<b>COSTO NETO DEL BENEFICIO PERIÓDICO</b>						
Costo del servicio	\$ 31	\$ 30	\$ 30	\$ 4	\$ 4	\$ 5
Costo de intereses	30	34	35	6	7	7
Rendimiento sobre activos esperado	(49)	(38)	(47)	(10)	(11)	(13)
Amortización de:						
Costo del servicio previo	2	3	2	—	2	3
Pérdida actuarial (ganancia)	3	11	1	(3)	(2)	(3)
Cargos de liquidación	—	—	26	—	—	—
Prestaciones especiales por terminación	—	—	—	—	—	3
Costo neto del beneficio periódico	17	40	47	(3)	—	2
Ajuste reglamentario	38	14	(8)	3	—	—
Gasto total reconocido	55	54	39	—	—	2
<b>CAMBIOS EN LOS ACTIVOS DEL PLAN Y OBLIGACIONES DE PRESTACIONES RECONOCIDAS EN OCI</b>						
Pérdida neta (ganancia)	6	5	(1)	—	—	—
Costo del servicio previo	—	2	8	—	—	—
Transferencia de pérdida actuarial	(7)	—	—	—	—	—
Traslado de costo de servicio previo	(5)	—	—	—	—	—
Amortización de pérdida actuarial	(1)	—	(1)	—	—	—
Amortización del costo del servicio previo	(1)	(1)	—	—	—	—
Liquidaciones	—	—	(4)	—	—	—
Total reconocido en OCI	(8)	6	2	—	—	—
Total reconocido en costo neto de beneficio periódico y OCI	\$ 47	\$ 60	\$ 41	\$ —	\$ —	\$ 2





## COSTO NETO DE BENEFICIO PERIÓDICO Y MONTOS RECONOCIDOS EN OCI

(En millones de dólares)

PENITO TRADUCTORA

Acuerdo

29-01-2018

	Prestaciones de pensión			Otras prestaciones posteriores a la jubilación		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
<b>COSTO NETO DEL BENEFICIO PERIÓDICO</b>						
Costo del servicio	\$ 86	\$ 68	\$ 81	\$ 14	\$ 12	\$ 15
Costo de intereses	88	91	92	25	27	27
Rendimiento sobre activos esperado	(107)	(94)	(98)	(43)	(58)	(56)
Amortización de:						
Costo de servicio previo (crédito)	8	8	8	(2)	(2)	(3)
Pérdida actuarial (ganancia)	26	16	13	(7)	(8)	(2)
Cargos de liquidación	—	—	32	—	—	—
Prestaciones especiales por terminación	—	—	—	—	—	2
Costo neto del beneficio periódico (crédito)	101	89	128	(13)	(29)	(17)
Ajuste reglamentario	53	63	(22)	13	29	17
Gasto total reconocido	154	152	106	—	—	—
<b>CAMBIOS EN LOS ACTIVOS DEL PLAN Y OBLIGACIONES DE PRESTACIONES RECONOCIDAS EN OCI</b>						
Pérdida neta	6	2	1	—	—	—
Costo del servicio previo	—	3	—	—	—	—
Transferencia de pérdida actuarial	5	(4)	—	—	—	—
Traslado de costo de servicio previo	3	(1)	—	—	—	—
Amortización de pérdida actuarial	(1)	(1)	—	—	—	—
Amortización del costo del servicio previo	(1)	—	(1)	—	—	—
Total reconocido en OCI	12	(1)	—	—	—	—
<b>Total reconocido en costo neto de beneficio periódico y OCI</b>	<b>\$ 166</b>	<b>\$ 151</b>	<b>\$ 106</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>

### Supuestos para Pensión y Otros planes de prestaciones posteriores a la jubilación

#### Obligación de Prestación y Costo Periódico Neto

A excepción de los planes IEnova, desarrollamos los supuestos de tasa de descuento utilizando un enfoque de cartera de selección-liquidación de bonos. Este enfoque desarrolla una tasa de descuento al seleccionar una cartera de bonos societarios de alta calidad que generen flujos de efectivo suficientes para prever pagos de prestaciones proyectados del plan. El portafolio de bonos seleccionado se deriva de un universo de bonos societarios con una calificación Bloomberg Composite de AA o superior. Después de seleccionar la cartera de bonos, se determina una tasa de interés única que equivale al valor presente de los pagos de prestaciones proyectados de los planes descontados a esta tasa con el valor de mercado de los bonos seleccionados.

Desarrollamos los supuestos de tasa de descuento para los planes en IEnova mediante la construcción de una curva de rendimiento de bonos cupones cero del gobierno sintético a partir de los datos disponibles del mercado, basado en la coincidencia de duración, y agregamos un diferencial de riesgo para permitir los rendimientos de bonos societarios de alta calidad. Se requiere tal método cuando no hay un mercado profundo para bonos societarios de alta calidad.

El rendimiento a largo plazo de los activos se basa en el promedio ponderado de la asignación de inversión de los planes a la fecha de medición y en los rendimientos esperados para esos tipos de activos.

La tasa de acreditación de intereses se basa en un bono promedio de 30 años del Tesoro a partir del mes de noviembre del año anterior.



amortizamos el costo del servicio previo utilizando la amortización en línea recta sobre el servicio futuro promedio (o la vida promedio esperado para los planes en los que los participantes son empleados sustancialmente inactivos), que es un método alternativo permitido conforme a los U.S. GAAP.

Los supuestos significativos que afectan a la obligación de prestaciones y al costo neto de las prestaciones periódicas son los siguientes:

**SUPUESTOS PROMEDIO-PONDERADOS UTILIZADOS PARA DETERMINAR OBLIGACIÓN DE PRESTACIONES  
AL 31 DE DICIEMBRE**

	Prestaciones de pensión		Otras prestaciones posteriores a la jubilación	
	2020	2019	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Tasa descuento	2.78 %	3.49 %	2.88 %	3.54 %
Tasa de acreditación de intereses <sup>(1) (2)</sup>	1.62	2.28	1.62	2.28
Incremento de tasa de compensación	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00
<b>SDG&amp;E:</b>				
Tasa de descuento	2.73 %	3.44 %	2.85 %	3.55 %
Tasa de acreditación de intereses <sup>(1) (2)</sup>	1.62	2.28	1.62	2.28
Incremento de tasa de compensación	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00
<b>SoCalGas:</b>				
Tasa de descuento	2.79 %	3.50 %	2.90 %	3.55 %
Tasa de acreditación de intereses <sup>(1) (2)</sup>	1.62	2.28	1.62	2.28
Incremento de tasa de compensación	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00

(1) La tasa de acreditación de intereses para las prestaciones de pensión se aplica únicamente a los planes de salido de ejecutivo financiados.

(2) Tasa de acreditación de intereses para otras prestaciones posterior a la jubilación aplica únicamente a las cuentas de jubilación de salud que dedique intereses en SDG&E y SoCalGas.



**SUPUESTOS PROMEDIO PONDERADOS UTILIZADOS PARA DETERMINAR COSTO DE BENEFICIO PERIÓDICO NETO  
EJERCICIOS TERMINADOS 31 DE DICIEMBRE**

	Prestaciones de pensión			Otras prestaciones posteriores a la jubilación		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
<b>Sempre Energy Consolidado:</b>						
Tasa de descuento	3.49 %	4.29 %	3.64 %	3.54 %	4.29 %	3.68 %
Rendimiento sobre los activos del plan esperado	7.00	7.00	7.00	4.64	6.48	6.49
Tasa de acreditación de intereses <sup>(1) (2)</sup>	2.28	3.36	2.80	2.28	3.36	2.80
Incremento de tasa de compensación	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00
<b>SDG&amp;E:</b>						
Tasa de descuento	3.44 %	4.29 %	3.64 %	3.55 %	4.30 %	3.65 %
Rendimiento sobre los activos del plan esperado	7.00	7.00	7.00	5.51	6.92	6.94
Tasa de acreditación de intereses <sup>(1) (2)</sup>	2.28	3.36	2.80	2.28	3.36	2.80
Incremento de tasa de compensación	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00
<b>SoCalGas:</b>						
Tasa de descuento	3.50 %	4.30 %	3.65 %	3.55 %	4.30 %	3.70 %
Rendimiento sobre los activos del plan esperado	7.00	7.00	7.00	4.41	6.38	6.38
Tasa de acreditación de intereses <sup>(1) (2)</sup>	2.28	3.36	2.80	2.28	3.36	2.80
Incremento de tasa de compensación	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00

(1) La tasa de acreditación de intereses para las prestaciones de pensión se aplica únicamente a los planes de saldo de efectivo financiados.

(2) Tasa de acreditación de intereses para otras prestaciones posterior a la jubilación aplica únicamente a las cuentas de jubilación de salud que dedique intereses en SDG&E y SoCalGas.

### Tasas de tendencia de costos de atención médica

Las tasas de tendencia de costos de atención médica asumidas tienen un efecto significativo en los montos que reportamos para los costos del plan de atención médica. A continuación, se presentan las tasas de tendencia de costos de atención médica aplicables a nuestros planes de prestaciones posteriores a la jubilación:

**TASAS DE TENDENCIA DE COSTOS DE ATENCIÓN DE SALUD ASUMIDAS  
AL 31 DE DICIEMBRE**

	Otros planes de prestaciones posteriores a la jubilación					
	Jubilados antes de los 65			Jubilados mayores de 65 años		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Tasa de tendencia de costos de atención médica para el próximo año asumida	6.00 %	6.25 %	6.50 %	4.75 %	4.75 %	4.75 %
Tasa a la que se supone que la tasa de tendencia de costos disminuya (la tendencia final)	4.75 %	4.75 %	4.75 %	4.50 %	4.50 %	4.50 %
Año en que la tasa alcanza la tendencia definitiva	2025	2025	2025	2022	2022	2022

### Activos de plan

#### Estrategia de asignación de inversiones para el fideicomiso maestro de pensiones de Sempra Energy

El fideicomiso maestro de pensiones de Sempra Energy mantiene las inversiones para nuestros planes de pensiones y una parte de las inversiones para nuestros planes de PBOP. Mantenemos fideicomisos adicionales, como mencionamos a continuación, para ciertos de los planes PBOP de las Empresas de Servicios Públicos de California. Aparte de las estrategias de indexación, los fideicomisos no invierten en valores de Sempra Energy.

El objetivo actual de asignación de activos para el fideicomiso maestro de pensiones es proteger el estado de financiación de los planes al tiempo que genera rendimientos suficientes para cubrir futuros pagos de prestaciones y devengo. Evaluamos el desempeño



de la cartera comparando los rendimientos reales con los puntos de referencia relevantes. Actualmente, las asignaciones de activos objetivo de los planes de pensiones son:

- 33% de participación interna
- 22% de participación internacional
- 21% de crédito largo
- 10% de activos reales diversificados
- 7% de crédito de rendimiento
- 5% Valores gubernamentales de duración ultra larga
- 2% otros activos diversificantes

El reparto de activos de los planes lo revisa nuestro Comité de Financiamiento del Plan y nuestro Comité de Inversión en Pensiones y Prestaciones (los Comités) de manera regular. Al evaluar las asignaciones estratégicas de activos, los Comités consideran muchas variables, entre ellas:

- costo a largo plazo
- variabilidad y nivel de aportaciones
- estado financiado
- una gama de resultados esperados sobre diversos niveles de confianza

Esta asignación da como resultado una asignación objetivo del 74% a los activos que buscan rendimientos y una asignación objetivo del 26% a los activos que mitigan el riesgo. Mantenemos asignaciones de activos a niveles estratégicos con bandas razonables de varianza.

De conformidad con los lineamientos de inversión en pensiones de Sempra Energy, los gestores de inversión en cartera de renta fija y de capital del fideicomiso maestro de pensiones podrán utilizar instrumentos financieros derivados para equitizar efectivo, cobertura de ciertas exposiciones y como sustitutos de ciertos tipos de valores de renta fija.

#### *Supuestos de tasa de rendimiento*

El rendimiento esperado de los activos en nuestros planes de pensiones y PBOP se basa en el promedio ponderado de las asignaciones de inversión de los planes a clases de activos específicos a partir de la fecha de medición. Llegamos a un 6.75% de rendimiento esperado sobre los activos al considerar tanto las tasas de rendimiento a largo plazo históricas como pronosticadas de esas clases de activos. Esperamos un rendimiento entre 4% y 12% sobre los activos que buscan rendimientos entre 1% y 4% para los activos que mitigan el riesgo. Ciertos fideicomisos que tienen activos para el SDG&E otro plan de prestaciones posteriores a la jubilación están sujetos a tributación, lo que impacta la declaración después de impuestos esperada sobre los activos en el plan.

#### *Concentración de Riesgo*

Los activos del plan se diversifican a través de los mercados globales de renta variable y bonos, y la concentración de riesgo en cualquier sector económico, industrial, vencimiento o geográfico es limitada.

#### *Estrategia de Inversión para SDG&E's y SoCalGas' Otros Planes de Prestaciones posterior a la jubilación*

Los planes PBOP de SDG&E y SoCalGas se financian con aportaciones en efectivo de SDG&E y SoCalGas y sus actuales jubilados. Los activos de estos planes se colocan en el fideicomiso maestro de pensiones y en otros fideicomisos de la Asociación de Prestaciones Voluntarias para Empleados. Algunos activos de los planes PBOP de SDG&E y SoCalGas se mantienen en el fideicomiso maestro de pensiones, que invierte una parte de los activos en carteras de terminación que tienen como objetivo reducir el riesgo de tasa de interés, lo que resulta en una asignación objetivo general de 38% a activos que buscan rendimientos y 62% a activos que mitigan riesgos para estos planes bien financiados. Ciertos planes PBOP de SoCalGas se mantienen en un fideicomiso de la Asociación de Prestaciones Voluntarias para Empleados que también hace valer una cartera de terminación, lo que resulta en una asignación objetivo de 30% a activos que buscan rendimientos y 70% a activos que mitigan riesgos. Los activos de SDG&E y SoCalGas en otros fideicomisos de la Asociación de Beneficiarios de Empleados Voluntarios se invierten de acuerdo con una





terminación o limitación del riesgo en la asignación del activo que reduce el riesgo de los activos a medida que los fideicomisos se financian mejor. Estas asignaciones específicas se revisan periódicamente para ayudar a asegurar que los activos del plan estén mejor posicionados para cumplir con las obligaciones del plan.

#### *Valor razonable de Pensión y Otros Activos del Plan de Prestaciones posterior a la jubilación*

Clasificamos las inversiones en el fideicomiso maestro de pensiones de Sempra Energy y los fideicomisos para los planes PBOP de las Empresas de Servicios Públicos de California' con base en la jerarquía del valor razonable, a excepción de ciertas inversiones medidas en NAV.

A continuación, se presentan descripciones de los métodos de valuación y supuestos que utilizamos para estimar los valores razonables de las inversiones en los fideicomisos de pensiones y otros planes de prestaciones posteriores a la jubilación.

*Valores de patrimonio* — Los valores de patrimonio se valoran utilizando precios cotizados que cotizan en bolsas de valores reconocidas a nivel nacional

*Valores de Renta Fija* — Algunos valores de renta fija se valoran al precio de cierre reportado en el mercado activo en el que se negocia el valor. Otros valores de renta fija se valoran con base en rendimientos actualmente disponibles en valores comparables de emisores con calificaciones crediticias similares. Cuando los precios cotizados no están disponibles para valores idénticos o similares, la garantía se valora bajo un enfoque de flujo de efectivo descontado los valores tangibles, como los rendimientos circulantes de instrumentos similares, pero incluye ajustes por ciertos riesgos que pueden no ser tangibles, como el crédito y riesgos de liquidez. Ciertos valores de renta fija de alto rendimiento se valoran aplicando un ajuste de precio al lado de la oferta para calcular una media y valor. Los ajustes pueden variar en función del vencimiento, la posición crediticia y las frecuencias comerciales reportadas. El diferencial entre la oferta y la demanda lo determina el gestor de inversiones con base en la revisión de la información disponible del mercado.

*Empresas de Inversión Registradas* — Las inversiones en fondos mutuos patrocinados por una compañía de inversión registrada se valoran con base en los precios cotizados en bolsa. Cuando el valor sea un precio cotizado en un mercado activo, la inversión se clasifica dentro del Nivel 1 de la jerarquía del valor razonable. Las inversiones en ciertos valores de renta fija se valoran conforme a un enfoque de flujo de efectivo descontado que maximiza los valores tangibles, como los rendimientos corrientes de instrumentos similares, pero incluye ajustes por ciertos riesgos que pueden no ser tangibles, como los riesgos de crédito y liquidez para la renta fija restante valores.

*Fideicomisos Comunes/Colectivos* — Las inversiones en fondos fiduciarios comunes/colectivos se valoran con base en el NAV de las unidades propiedad, que se basa en el valor razonable actual de los activos subyacentes de los fondos.

*Fondos de Capital Privado* — Estos fondos consisten en inversiones en acciones privadas que tienen asociaciones limitadas siguiendo diversas estrategias, entre ellas capital privado y finanzas corporativas. Estas asociaciones generalmente tienen vidas limitadas de 10 años, tras lo cual se recibirán distribuciones liquidadoras. El valor se determina con base en el NAV de la parte proporcional de una participación social en el capital de los socios. Las tenencias en este tipo de fondos de capital privado son insignificantes, ya que los fondos exceden su plazo de inversión esperado y han distribuido la mayor parte de los ingresos procedentes de las ventas de inversión.

*Instrumentos Financieros Derivados* — Los contratos de futuros que se negocian públicamente en mercados activos se valoran a precios de cierre a partir del último día hábil del año. Los contratos de divisas a plazo se valoran al tipo de cambio a plazo vigente de las monedas subyacentes, y las utilidades (pérdida) no realizada se registra diariamente. Los futuros y opciones de renta fija se marcan al mercado diariamente. Los contratos de futuros de índice de participación se valoran al último precio de venta cotizado en la bolsa en la que comercian principalmente.

Si bien la dirección general considera que los métodos de valuación descritos anteriormente son apropiados y coherentes con otros participantes en el mercado, el uso de diferentes metodologías o supuestos para determinar el valor razonable de ciertos instrumentos financieros podría dar lugar a una medición del valor razonable diferente en la fecha de presentación de informes.

Proporcionamos más análisis de las mediciones de valor razonable en las Notas 1 y 12. En los siguientes cuadros se establecen por nivel dentro de la jerarquía del valor razonable un resumen de las inversiones en nuestro plan de pensiones y otros fideicomisos del plan de prestaciones posteriores a la jubilación medidos al valor razonable de manera recurrente.

SDG&E y SoCalGas tienen cada uno una parte proporcional de los activos de inversión en el fideicomiso maestro de pensiones en Sempra Energy Consolidado. Los valores razonables de los activos de nuestro plan de pensiones por categoría de activos son los siguientes:

MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE — ACTIVOS DE INVERSIÓN DE PLANES DE PENSIONES			
(En millones de dólares)			
	Valor razonable al 31 de diciembre de 2020		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 7	\$ —	\$ 7
Valores de capital			
Local	931	—	931
Internacional	563	—	563
Empresas de inversión registradas	183	—	183
Valores de renta fija:			
Gobierno interno y organismos gubernamentales	238	34	272
Bonos del gobierno internacional	—	13	13
Bonos corporativos nacionales	—	418	418
Bonos corporativos internacionales	—	61	61
Empresas de inversión registradas	—	37	37
Otros	2	(1)	1
Total de activos de inversión en la jerarquía del valor razonable	\$ 1,924	\$ 562	2,486
Cuentas por cobrar o por pagar, neto			13
Inversiones medidas en NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			493
Fondos de capital privado			10
Total de activos de inversión			\$ 3,002
Participación proporcional de SDG&E en activos de inversión			\$ 819
Participación proporcional de SoCalGas de activos de inversión			\$ 1,969

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2019		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 17	\$ —	\$ 17
Valores de capital			
Local	923	—	923
Internacional	555	1	556
Empresas de inversión registradas	96	—	96
Valores de renta fija:			
Gobierno interno y organismos gubernamentales	228	39	267
Bonos del gobierno internacional	—	9	9
Bonos corporativos nacionales	—	346	346
Bonos corporativos internacionales	—	62	62
Empresas de inversión registradas	—	2	2
Total de activos de inversión en la jerarquía del valor razonable	\$ 1,819	\$ 459	2,278
Cuentas por cobrar o por pagar, neto			(38)
Inversiones medidas en NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			417
Fondos de capital privado			5
Total de activos de inversión			\$ 2,662
Participación proporcional de SDG&E en activos de inversión			\$ 739
Participación proporcional de SoCalGas de activos de inversión			\$ 1,737



Los valores razonables por categoría de activos de los activos del plan PBOP en el fideicomiso maestro de pensiones y en los fideicomisos adicionales para los planes PBOP de SoCalGas y los fideicomisos del plan PBOP de SDG&E son los siguientes:

# MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE — ACTIVOS DE INVERSIÓN DE OTROS PLANES DE PRESTACIONES

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2020		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
<b>SDG&amp;E:</b>			
Valores de capital:			
Local	\$ 17	\$ —	\$ 17
Internacional	11	—	11
Empresas de inversión registradas	80	—	80
Valores de renta fija:			
Gobierno interno y organismos gubernamentales	38	2	40
Bonos corporativos nacionales	—	8	8
Bonos corporativos internacionales	—	1	1
Empresas de inversión registradas	—	7	7
Total de activos de inversión en la jerarquía del valor razonable	146	18	164
Cuentas por cobrar o por pagar, neto			(2)
Inversiones medidas en NAV — Fideicomisos comunes/colectivos			51
Total de activos de inversión			213
<b>SoCalGas:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	1	—	1
Valores de capital:			
Local	76	—	76
Internacional	46	—	46
Empresas de inversión registradas	61	—	61
Valores de renta fija:			
Gobierno interno y organismos gubernamentales	273	25	298
Bonos del gobierno internacional	1	14	15
Bonos corporativos nacionales	—	349	349
Bonos corporativos internacionales	—	42	42
Empresas de inversión registradas	—	81	81
Instrumentos financieros derivados	1	—	1
Total de activos de inversión en la jerarquía del valor razonable	459	511	970
Inversiones medidas en NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			188
Fondos de capital riesgo y fondos inmobiliarios			1
Total de activos de inversión			1,159
<b>Otras SEMPRA ENERGY:</b>			
Valores de capital:			
Local	10	—	10
Internacional	6	—	6
Empresas de inversión registradas	1	—	1
Valores de renta fija:			
Gobierno interno y organismos gubernamentales	2	—	2
Bonos corporativos nacionales	—	4	4
Bonos corporativos internacionales	—	1	1
Empresas de inversión registradas	—	(1)	(1)
Total de activos de inversión en la jerarquía del valor razonable	19	4	23
Inversiones medidas en NAV — Fideicomisos comunes/colectivos			4
Total de otros activos de inversión Semptra Energy			27
Total Semptra Energy Activos de inversión consolidados en la jerarquía del valor razonable	\$ 624	\$ 533	
Total SEMPRA ENERGY Activos de inversión consolidados			\$ 1,399



# MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE — ACTIVOS DE INVERSIÓN DE OTROS PLANES DE PRESTACIONES

(en millones de dólares)

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2019		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
<b>Valores bursátiles:</b>			
Doméstica	\$ 21	\$ —	\$ 21
Internacional	13	—	13
Empresas de inversión registradas	68	—	68
<b>Valores de renta fija:</b>			
Gobierno interno y organismos gubernamentales	32	1	33
Bonos corporativos nacionales	—	8	8
Bonos corporativos internacionales	—	1	1
Empresas de inversión registradas	—	8	8
Total de activos de inversión en la jerarquía del valor razonable	134	18	152
Cuentas por cobrar o por pagar, neto			(2)
Inversiones medidas en NAV — Fideicomisos comunes/colectivos			47
Total de activos de inversión			197
<b>SoCalGas:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	3	—	3
<b>Valores de capital:</b>			
Local	78	—	78
Internacional	48	—	48
Empresas de inversión registradas	52	—	52
<b>Valores de renta fija:</b>			
Gobierno interno y organismos gubernamentales	267	21	288
Bonos del gobierno internacional	1	10	11
Bonos corporativos nacionales	—	309	309
Bonos corporativos internacionales	—	40	40
Empresas de inversión registradas	—	75	75
Instrumentos financieros derivados	3	—	3
Total de activos de inversión en la jerarquía del valor razonable	452	455	907
Cuentas por cobrar o por pagar, neto			(5)
Inversiones medidas en NAV — Fideicomisos comunes/colectivos			157
Total de activos de inversión			1,059
<b>Otras SEMPRA ENERGY:</b>			
<b>Valores de capital:</b>			
Doméstica	9	—	9
Internacional	4	—	4
<b>Valores de renta fija:</b>			
Gobierno interno y organismos gubernamentales	3	1	4
Bonos corporativos nacionales	—	3	3
Bonos corporativos internacionales	—	1	1
Total de activos de inversión en la jerarquía del valor razonable	16	5	21
Inversiones medidas en NAV — Fideicomisos comunes/colectivos			4
Total de otros activos de inversión Semptra Energy			25
<b>Total Semptra Energy Activos de inversión consolidados en la jerarquía del valor razonable</b>	\$ 602	\$ 478	
<b>Total SEMPRA ENERGY Activos de inversión consolidados</b>			\$ 1,281





## Pagos Futuros

Esperamos aportar los siguientes montos a nuestros planes de pensiones y PBOP en 2021:

### APORTACIONES ESPERADAS

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado	SDG&E	SoCalGas
Planes de pensiones	\$ 246	\$ 53	\$ 157
Otros planes de prestaciones posteriores a la jubilación	5	1	1

En el siguiente cuadro se muestran las prestaciones totales que esperamos pagar para los próximos 10 años a los empleados y jubilados actuales de los planes o de los activos de la empresa.

### PAGOS DE PRESTACIONES ESPERADOS

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado		SDG&E		SoCalGas	
	Prestaciones de pensión	Otras prestaciones posteriores a la jubilación	Prestaciones de pensión	Otras prestaciones posteriores a la jubilación	Prestaciones de pensión	Otras prestaciones posteriores a la jubilación
2021	\$ 389	\$ 47	\$ 112	\$ 10	\$ 226	\$ 34
2022	268	47	68	10	172	34
2023	255	48	65	10	166	35
2024	246	48	61	10	159	35
2025	239	47	60	10	157	35
2026-2030	1,130	235	263	47	752	172

### PLANES DE AHORRO

Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas ofrecen planes de ahorro fiduciario a todos los empleados. La participación de los empleados, las aportaciones de los empleados y las aportaciones de cotejo patronal están sujetas a lo dispuesto en los planes respectivos, y para las aportaciones de los empleados, los límites impuestos por las autoridades gubernamentales respectivas.

Las aportaciones patronales a los planes de ahorro fueron las siguientes:

### APORTACIONES PATRONALES A PLANES DE AHORRO

(En millones de dólares)

	2020	2019	2018
Sempra Energy Consolidado	\$ 47	\$ 44	\$ 43
SDG&E	16	15	15
SoCalGas	25	24	23

El valor de mercado de las acciones ordinarias de Sempra Energy en los planes de ahorro fue de \$1.1 mil millones de dólares y \$1.3 mil millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.



## NOTA DE COMPENSACIÓN BASADA EN ACCIONES

### PLANES DE COMPENSACIÓN DE PARTICIPACIÓN DE SEMPRA ENERGY

Sempra Energy cuenta con planes de compensación basados en acciones destinados a alinear los objetivos de empleados y accionistas relacionados con el crecimiento a largo plazo de Sempra Energy. En los planes se permite una amplia variedad de incentivos basados en la participación, entre los que se incluyen:

- opciones de acciones sin beneficios fiscales disponibles para empleados
- opciones de acciones con incentivos
- incentivos de acciones con restricciones
- unidades de acciones con restricciones
- derecho de valorización de acciones
- incentivos por desempeño
- pagos de acciones
- equivalentes de dividendo

Los empleados con derecho a lo anterior, incluidos los de las Empresas de Servicios Públicos de California, participan en los planes de compensación basados en la participación de Sempra Energy como componente de su paquete de compensación.

En los tres años terminados el 31 de diciembre de 2020, Sempra Energy se destacó en los siguientes tipos de incentivos de participación:

- *Opciones de acciones sin beneficios fiscales no disponibles para empleados:* Las opciones para comprar acciones ordinarias tienen un precio de ejercicio igual al precio de mercado de las acciones ordinarias en la fecha de concesión, se basan en servicios, se pueden aplicar durante un periodo de tres años (para incentivos otorgados en 2020 y 2019) o durante un periodo de cuatro años (para incentivos otorgados en 2010 o antes), y vencen 10 años a partir de la fecha de concesión. El otorgamiento y/o la capacidad de ejercicio podrá anticiparse ante un cambio en el control accionario, de conformidad con los acuerdos de pago por finiquito o conforme a los términos del subsidio. Las opciones están sujetas a pérdida o vencimiento anterior a la terminación de la relación laboral, con sujeción a ciertas excepciones.
- *Unidades de acciones restringidas basadas en el rendimiento:* Estos incentivos de RSU generalmente se otorgan en acciones ordinarias de Sempra Energy al final de tres años (para incentivos otorgados durante o después de 2015) o periodos de desempeño de cuatro años (para incentivos otorgados antes de 2015) basados en el rendimiento total de Sempra Energy a los accionistas en relación con los índices de mercado especificados o basados en la tasa de crecimiento anual compuesta del EPS de Sempra Energy. Los índices comparativos de mercado para los incentivos que se otorgan con base en el rendimiento total a los accionistas son el S&P 500 Utilities Index (excluyendo las empresas de agua) y el S&P 500 Index. Utilizamos estimaciones de crecimiento del consenso de analistas a largo plazo para empresas pares de S&P 500 Utilities Index (excluyendo las empresas de agua) para desarrollar nuestros objetivos de incentivos que se otorgan con base en el crecimiento del EPS.
  - Para los incentivos otorgados durante o después de 2014, se podrá emitir hasta un 100% adicional de las RSU otorgadas si el rendimiento total a los accionistas o el crecimiento del EPS supera los niveles meta.
  - Para los incentivos otorgados en 2015 y 2016 y ciertos incentivos otorgados en 2017 y 2018 que se otorgan basadas en el rendimiento total de Sempra Energy a los accionistas, un modificador del 20% se suma al pago de la adjudicación (según se calculó inicialmente con base en el rendimiento total a los accionistas respecto al de los índices de mercado especificados) para que el rendimiento total del accionista tenga un rendimiento en uno de los cuatro grupos superior al de los datos de referencia históricos para Sempra Energy y reduce el pago de la adjudicación en un 20% por el desempeño en el cuartil inferior. No obstante, en ningún caso se emitirán más de un 100% adicional de las RSUS otorgadas. Si el desempeño se encuentra dentro del segundo o tercer cuartil, el modificador no se detona, y el pago se basa únicamente en el rendimiento total a los accionistas respecto al de los índices de mercado especificados.

Si el rendimiento total de Sempra Energy a los accionistas o el crecimiento del EPS es inferior a los niveles objetivo pero superior a los niveles de rendimiento del límite, las acciones están sujetas a un otorgamiento a prorrata.



*Otras Acciones con restricciones Basadas en el desempeño:* Las RSUS se otorgaron en 2015 en relación con la creación de Cameron LNG JV. Los incentivos de 2015 se otorgaron en 2019 ya que las siguientes dos metas se alcanzaron: a) el Comité de Compensación y Talento del Consejo de Administración de Sempra Energy determinó que Sempra Energy logró utilidades netas acumuladas favorables para los ejercicios fiscales 2015 a 2017 y b) Cameron LNG JV inició operaciones comerciales del primer tren.

- *Acciones con restricciones basadas en servicios:* las RSU también pueden estar basadas en servicios; estas generalmente se otorgan de manera proporcional durante períodos de servicio de tres años (para incentivos otorgados en 2019), o al final de tres años (para incentivos otorgados durante 2015 a 2018) o períodos de servicio de cuatro años (para incentivos otorgados antes de 2015).

Para los incentivos de RSU, el otorgamiento podrá estar sujeta a una pérdida anticipada a la terminación del empleo y la obtención anticipada de un cambio de control accionario conforme a la LTIP aplicable, de conformidad con los contratos de pago por despido, o a discreción del Comité de Compensación y Talento del Consejo de Administración de Sempra Energy. Los equivalentes de dividendo en acciones sujetas a UR se remiten para adquirir acciones ordinarias adicionales que se someten a las mismas condiciones de adquisición que las UR a las que se refieren los dividendos.

### **INCENTIVOS BASADOS EN LA PARTICIPACIÓN Y EN GASTOS DE COMPENSACIÓN**

Al 31 de diciembre de 2020, se autorizaron 6, 927,284 acciones ordinarias y disponibles para futuros incentivos basados en acciones. Nuestra práctica es cumplir con los incentivos basados en acciones emitiendo nuevas acciones en lugar de mediante compras de mercado abierto.

Medimos y reconocemos el gasto de compensación por todos los incentivos de pago basados en la parte que se realicen a nuestros empleados y consejeros con base en valores razonables estimados en la fecha de concesión. Reconocemos los costos de compensación netos de una tasa estimada de pérdida (basada en la experiencia histórica) y reconocemos los costos de compensación por opciones de acciones sin beneficios fiscales y RSU en línea recta durante el periodo de servicio necesario del incentivo, que generalmente es de tres o cuatro años. No obstante, para los incentivos otorgados a los participantes en edad de jubilación con derecho a los mismos, el gasto se reconoce a lo largo del año inicial en que se otorgó el incentivo, ya que el incentivo requiere servicio hasta el final del año en que se otorgó. Para los incentivos otorgados a los participantes que tiene derecho a la jubilación durante el periodo de servicio necesario, el gasto se reconoce en el periodo comprendido entre la fecha de concesión y la fecha posterior del cierre del año en que se otorgó el incentivo o la fecha en que el participante primero tiene derecho. De manera sustancial todos los incentivos pendientes se clasifican como instrumentos de capital; por lo tanto, reconocemos el adicional pagado en capital ya que reconocemos el gasto de compensación asociado a los incentivos. Reconocemos en las utilidades los beneficios (o deficiencias) fiscales resultantes de deducciones fiscales que superan (o son menores que) los beneficios fiscales relacionados con el costo de compensación reconocido por pagos basados en acciones.



Las subsidiarias de Sempra Energy registran un gasto por los planes en la medida en que los empleados subsidiarios participan en los planes y/o a las subsidiarias se les asigna una parte de los costos de personal de la empresa de los planes de Sempra Energy. El gasto total de compensación basada en la parte correspondiente a todos los incentivos basados en la parte de Sempra Energy se calcula de la siguiente manera:

#### GASTO DE COMPENSACIÓN BASADO EN LA COMPENSACIÓN

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Gastos de compensación basados en acciones, antes de impuestos sobre la renta <sup>(1)</sup>	\$ 62	\$ 66	\$ 76
Beneficio del impuesto sobre la renta <sup>(1)</sup>	(17)	(18)	(21)
	\$ 45	\$ 48	\$ 55
Costo de compensación basado en la parte capitalizada	\$ 11	\$ 11	\$ 10
Deficiencia del impuesto sobre la renta	\$ 19	\$ 4	\$ 15
<b>SDG&amp;E:</b>			
Gastos de compensación basados en acciones, antes de impuestos sobre la renta	\$ 11	\$ 10	\$ 12
Beneficio del impuesto sobre la renta	(3)	(3)	(3)
	\$ 8	\$ 7	\$ 9
Costo de compensación basado en la parte capitalizada	\$ 7	\$ 6	\$ 6
Deficiencia del impuesto sobre la renta	\$ 3	\$ 1	\$ 3
<b>SoCalGas:</b>			
Gastos de compensación basados en acciones, antes de impuestos sobre la renta	\$ 14	\$ 15	\$ 16
Beneficio del impuesto sobre la renta	(4)	(4)	(5)
	\$ 10	\$ 11	\$ 11
Costo de compensación basado en la parte capitalizada	\$ 4	\$ 5	\$ 4
Deficiencia del impuesto sobre la renta	\$ 3	\$ 1	\$ 2

(1) Incluye actividad de incentivos emitidos desde la LTIP IEnova 2013, que se liquidan en efectivo a la adjudicación con base en el precio de las acciones ordinarias de IEnova.

#### OPCIONES DE ACCIONES SIN BENEFICIOS FISCALES DISPONIBLES PARA EMPLEADOS DE SEMPRA ENERGY

Utilizamos un modelo de opción-precios Black-Scholes para estimar el valor razonable de cada concesión de acciones sin beneficios fiscales disponible para empleados. El uso de un modelo de valuación requiere que hagamos ciertos supuestos sobre los valores del modelo seleccionado. La volatilidad esperada se calcula con base en una mezcla de la volatilidad histórica e implícita del precio de las acciones ordinarias de Sempra Energy. El plazo promedio esperado para las acciones se basa en el calendario de otorgamiento de acciones, el plazo contractual de la acción, el ejercicio esperado del empleado y el comportamiento posterior a la terminación. La tasa de interés libre de riesgo se basa en emisiones de cupón cero del Tesoro de Estados Unidos con un plazo restante igual al plazo esperado estimado en la fecha de otorgamiento. En 2020 y 2019, el consejo de administración de Sempra Energy otorgó 154,860 y 261,875 acciones sin beneficios fiscales disponibles para empleados, respectivamente, que son ejercitables en un período de tres años. No se otorgaron opciones de acciones en 2018. El valor razonable por acción promedio ponderado para las opciones otorgadas fue de \$19.76 y \$13.20 dólares en 2020 y 2019, respectivamente. Para calcular este valor razonable, se utilizó el modelo Black-Scholes con los siguientes supuestos de promedio ponderado:





## SUPUESTOS CLAVE PARA LAS OPCIONES DE ACCIONES OTORGADAS

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre	
	2020	2019
Volatilidad del precio de las acciones	18.78 %	18.63 %
Plazo esperado	5.34 años	5.34 años
Tasa de rendimiento libre de riesgo	1.68 %	2.49 %
Rendimiento anual de dividendos	2.60 %	3.35 %

En el siguiente cuadro se muestra un resumen de las opciones de acciones sin beneficios fiscales no disponibles para empleados al 31 de diciembre de 2020 y la actividad correspondiente al año terminado en esa fecha:

## OPCIONES DE ACCIONES SIN BENEFICIOS FISCALES NO DISPONIBLES PARA EMPLEADOS

	Acciones ordinarias conforme a opciones	Precio promedio ponderado del ejercicio	Plazo contractual restante promedio ponderado del ejercicio años)	Valor intrínseco total (en millones)
En circulación al 1 de enero de 2020	247,577	\$ 105.86		
Concedido	154,860	\$ 149.12		
Ejercido	(4,400)	\$ 55.90		
Perdido/cancelado	(32,642)	\$ 149.12		
En circulación al 31 de diciembre de 2020	365,395	\$ 120.93	8.34	\$ 2
Otorgado o se espera que se otorgue al 31 de diciembre de 2020	349,596	\$ 120.28	8.32	\$ 2
Ejercible al 31 de diciembre de 2020	81,061	\$ 106.76	8.00	\$ 2

El valor intrínseco total al 31 de diciembre de 2020 es el total de la diferencia entre el precio de las acciones ordinarias de cierre de Sempra Energy y el precio de ejercicio para todas las opciones de compra de valores a precio menor que el precio de mercado actual. El valor intrínseco total para las opciones de acciones sin beneficios fiscales no disponibles para empleados ejercidas en los últimos tres años fue:

- \$0.4 millones de dólares en 2020
- \$4 millones de dólares en 2019
- \$9 millones de dólares en 2018

Esperamos que se reconozca una cantidad insignificante del costo total de compensación relacionado con las opciones de acciones no otorgadas aún no reconocidas al 31 de diciembre de 2020 en un periodo promedio ponderado de 1.3 años. El valor razonable por acción promedio ponderado para las acciones sin beneficios fiscales disponible para empleados otorgadas en 2019 fue de \$106.76.

Recibimos efectivo por \$0.2 millones y \$3 millones de ejercicios de opción de acciones durante 2020 y 2019, respectivamente.

## ACCIONES CON RESTRICCCIONES SEMPRA ENERGY

Utilizamos un modelo de simulación Monte-Carlo para estimar el valor razonable de nuestras RSU que se otorgaron con base en el rendimiento total de Sempra Energy a los accionistas. Nuestra determinación del valor razonable se ve afectada por la volatilidad histórica del precio común de acciones para Sempra Energy y sus empresas de grupo pares. El avalúo también se ve afectado por las tasas de rendimientos libres de riesgo y una serie de variables. A continuación, se presentan los supuestos clave para las UR otorgadas en los últimos tres años:

## SUPUESTOS CLAVE PARA RSU OTORGADAS



Ejercicios terminados el 31 de diciembre

	2020	2019	2018
Volatilidad del precio de las acciones	16.35 %	17.74 %	17.46 %
Tasa de rendimiento libre de riesgo	1.55 %	2.46 %	2.00 %

En el siguiente cuadro se muestra un resumen de las RSU al 31 de diciembre de 2020 y la actividad correspondiente al año terminado entonces.

ACCIONES CON RESTRICCIONES

	Acciones con restricciones basadas en el desempeño		Acciones con restricciones basadas en servicios	
	Unidades	Valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión	Unidades	Valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión
No otorgado al 1 de enero de 2020	1,086,981	\$ 109.85	415,787	\$ 119.96
Concedido	265,236	\$ 155.62	165,847	\$ 138.91
Otorgado	(403,302)	\$ 110.45	(230,612)	\$ 112.11
Perdido	(54,954)	\$ 134.90	(7,445)	\$ 140.18
No otorgado al 31 de diciembre de 2020 <sup>(1)</sup>	893,961	\$ 121.61	343,577	\$ 121.59
Otorgamiento esperado al 31 de diciembre de 2020	882,903	\$ 121.45	339,025	\$ 121.46

(1) Cada RSU representa el derecho a recibir una parte de nuestras acciones ordinarias si se cumplen las condiciones de desempeño aplicables. Para todas las RSU basadas en el desempeño se podrá emitir hasta un 100% adicional de las acciones representadas por las RSU si Semptra Energy excede las condiciones del objetivo de desempeño.

En 2020, 2019 y 2018, el valor razonable total de las acciones de RSU otorgadas durante el año fue de \$70 millones de dólares, \$36 millones y \$32 millones de dólares, respectivamente.

Esperamos que se reconozcan \$28 millones de dólares del costo total de compensación relacionado con las UR no otorgadas aún no reconocidas al 31 de diciembre de 2020 en un periodo promedio ponderado de 1.7 años. El promedio ponderado por acción valores razonables por RSU basados en el rendimiento otorgados fueron de \$113.54 y \$105.03 en 2019 y 2018, respectivamente. El valor razonable promedio ponderado por acción otorgada para las RSU basadas en servicios fue de \$112.50 y \$107.60 en 2019 y 2018, respectivamente.



## NOTA PL/2018 INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

Utilizamos instrumentos derivados principalmente para gestionar las exposiciones que surjan en el curso ordinario de los negocios. Nuestras exposiciones principales son el riesgo del mercado de materias primas, el riesgo de tasa de interés de referencia y las exposiciones al tipo de cambio. Nuestro uso de derivados para estos riesgos se integra en la gestión económica de nuestros ingresos anticipados, gastos anticipados, activos y pasivos. Los derivados pueden ser efectivos en la mitigación de estos riesgos (1) que podrían conducir a caídas en los ingresos anticipados o aumentos en los gastos anticipados, o (2) que podrían provocar que el valor de nuestros activos caiga o que nuestros pasivos aumenten. En consecuencia, nuestra actividad con derivados que se resume a continuación representa en general un impacto que tiene por objeto compensar los ingresos, gastos, activos o pasivos asociados que no se incluyen en los cuadros siguientes.

En ciertos casos, aplicamos la excepción de compra o venta normal a instrumentos derivados y tenemos otros contratos de materias primas que no son derivados. Estos contratos no se registran a valor razonable y, por lo tanto, se excluyen de las revelaciones que figuran a continuación.

En todos los demás casos, registramos derivados a valor razonable en los Balance Consolidados. Contamos con derivados que son (1) coberturas de flujo de efectivo, (2) coberturas de valor razonable, o (3) no designadas. Dependiendo de la aplicabilidad de la contabilidad de coberturas y, para las Empresas de Servicios Públicos de California y otras operaciones sujetas a la contabilidad regulatoria, el requisito de pasar impactos a través de los clientes, el impacto de los instrumentos derivados puede ser compensado en OCI (coberturas de flujo de efectivo), en el balance (compensaciones regulatorias), o reconocidos en ganancias (coberturas de valor razonable y derivados no designados no sujetos a recuperación de tasas). Clasificamos los flujos de efectivo de las liquidaciones principales de swaps de divisas que cubren la exposición relacionada con la deuda denominada en Pesos como actividades de financiamiento y liquidaciones de otros instrumentos derivados como actividades operativas en los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados.

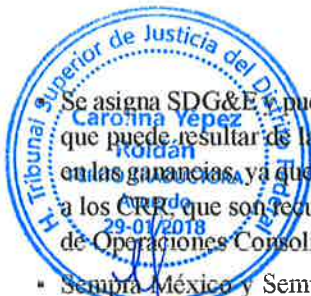
### CONTABILIDAD DE COBERTURAS

Podemos designar un derivado como instrumento de cobertura de flujo de efectivo si efectivamente convierte flujos de efectivo anticipados asociados a ingresos o gastos en una cantidad fija en dólares. Podemos utilizar la contabilidad de coberturas de flujo de efectivo para instrumentos derivados de materias primas, instrumentos en moneda extranjera e instrumentos de tasas de interés. El designar las coberturas de flujo de efectivo depende del contexto de negocios en el que se está utilizando el instrumento, de la eficacia del instrumento en la compensación del riesgo de que los flujos de efectivo futuros de una partida de ingresos o gastos determinada puedan variar, y de otros criterios.

### DERIVADOS ENERGÉTICOS

Nuestro riesgo de mercado está relacionado principalmente con la volatilidad del precio del gas natural y de la electricidad y las ubicaciones físicas específicas donde realizamos transacciones. Utilizamos derivados energéticos para gestionar estos riesgos. El uso de derivados energéticos en nuestros diversos negocios depende de cada mercado energético particular, y de los entornos operativos y regulatorios aplicables al negocio, de conformidad con lo siguiente:

- Las Empresas de Servicios Públicos de California utilizan derivados de gas natural y electricidad, para beneficio de sus clientes, con el objetivo de gestionar el riesgo de precios y los riesgos base, y estabilizar y bajar los costos de gas natural y electricidad. Estos derivados incluyen posiciones de gas natural y electricidad a precio fijo, opciones e instrumentos de riesgo base, que son instrumentos financieros negociados en bolsa o fuera de mercado, o transacciones físicas bilaterales. Esta actividad se rige por planes de gestión de riesgos y de actividad de transacciones que han sido presentados y aprobados por la CPUC. Las actividades derivadas de gas natural y la electricidad se registran como costos de las materias primas que se compensan con saldos de cuentas regulatorias y se recuperan en tarifas. Los impactos del costo neto de las materias primas en los estados de operaciones consolidados se reflejan en Costo del Combustible Eléctrico y Potencia Comprada o en Costo del Gas Natural.



Se asigna SDG&E y puede adquirir CRRs, que sirven para reducir el riesgo regional de volatilidad de los precios de la electricidad que puede resultar de las restricciones locales de capacidad de transmisión. Las ganancias y pérdidas no realizadas no impactan en las ganancias, ya que se compensan con los saldos reglamentarios de las cuentas. Las ganancias y pérdidas realizadas asociadas a los CRR, que son recuperables en las tarifas, se registran en Costo del Combustible Eléctrico y Poder Comprado en los Estados de Operaciones Consolidados.

- Sempra México y Sempra LNG podrán utilizar derivados de gas natural y electricidad, según corresponda, en un esfuerzo por optimizar las ganancias de sus activos que respaldan a los siguientes negocios: LNG, transporte y almacenamiento de gas natural y generación de energía. Las ganancias y pérdidas asociadas a derivados no designados se reconocen en Negocios Relacionados con la Energía Ingresos o en Negocios Relacionados con la Energía Costo de Ventas en los estados de Operaciones Consolidados. Algunos de estos derivados también pueden ser designados como coberturas de flujo de efectivo. Sempra México también puede utilizar derivados energéticos de gas natural con el objetivo de gestionar el riesgo de precios y bajar los precios del gas natural en sus operaciones de distribución. Estos derivados, que se registran como costos de materias primas que son compensados por saldos de cuentas regulatorias y recuperados en tasas, se reconocen en Costo del Gas Natural en los Estados de Operaciones Consolidados.
- En cualquier momento, nuestros diversos negocios, entre ellos las Empresas de Servicios Públicos de California, pueden utilizar otros derivados energéticos para cobertura de exposiciones al precio del combustible vehicular y reservas GHG.

La siguiente tabla resume los volúmenes netos de los derivados energéticos.

VOLUMENES NETOS DE DERIVADOS ENERGÉTICOS			
(Montos en millones)			
		Al 31 de diciembre de	
Materia prima	Unidad de medida	2020	2019
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Gas natural	MMBTu	5	32
Electricidad	MWh	1	2
Derechos financieros de transmisión	MWh	43	48
<b>SDG&amp;E:</b>			
Gas natural	MMBTu	16	37
Electricidad	MWh	1	2
Derechos financieros de transmisión	MWh	43	48
<b>SoCalGas:</b>			
Gas natural	MMBTu	1	2

Adicionalmente a los montos señalados anteriormente, utilizamos derivados de materias primas para gestionar los riesgos asociados a las ubicaciones físicas de las obligaciones y activos contractuales, como las compras y ventas de gas natural.

## DERIVADOS DE TASAS DE INTERÉS

Estamos expuestos a las tasas de interés principalmente como resultado de nuestro uso actual y esperado de financiamientos. Las Empresas de Servicios Públicos de California, así como Sempra Energy y sus otras subsidiarias y JVs, celebran periódicamente contratos derivados de tipos de interés con el objetivo de moderar nuestra exposición a las tasas de interés y a disminuir nuestros costos generales de endeudamiento. Adicionalmente, podemos utilizar swaps de tasas de interés, normalmente designados como coberturas de flujo de efectivo, para fijar las tasas de interés de la deuda insoluta o en anticipación de futuros financiamientos.

La siguiente tabla presentan los montos nominales netos de nuestros derivados de tasas de interés, excluyendo coinversiones





## DERIVADOS DE TASAS DE INTERÉS

(En millones de dólares)

Acuerdo  
29-01/2018

### Sempra Energy Consolidado:

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Deuda nocional	Vencimientos	Deuda nocional	Vencimientos
Coberturas de flujo de efectivo	\$ 1,486	2021-2034	\$ 1,445	2020-2034

## DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO

Utilizamos swaps de divisas para cubrir la exposición relacionada con la deuda denominada en Pesos en nuestras subsidiarias y JVs mexicanas. Estas coberturas de flujo de efectivo intercambian nuestros pagos de principal e intereses denominados en Pesos por Dólares e intercambian las tasas de interés variables mexicanas por las tasas de interés fijas estadounidenses. En cualquier momento, Sempra México y sus JV pueden utilizar otros derivados de tipos cambios para cubrir exposiciones relacionadas con flujos de efectivo asociados a ingresos de contratos denominados afiliadas en pesos mexicanos que están indexados al dólar estadounidense.

También estamos expuestos a fluctuaciones de tipo de cambio en nuestras subsidiarias y afiliadas coinversiones mexicanas, que tienen balances en efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda (activos y pasivos monetarios) denominados en Dólares, que dan lugar a movimientos cambiarios mexicanos para fines del impuesto sobre la renta mexicano. También tienen activos y pasivos diferidos del impuesto sobre la renta denominados en peso mexicano, los cuales deben traducirse a Dólares para fines de información financiera. Adicionalmente, los activos y pasivos monetarios y ciertos activos y pasivos no monetarios se ajustan para la inflación mexicana, ello para efectos del impuesto sobre la renta mexicano. Nosotros empleamos derivados en moneda extranjera como medio para gestionar el riesgo de exposición a fluctuaciones significativas en nuestro gasto por impuestos sobre la renta y respecto de las ganancias por acciones de dichos impactos; sin embargo, generalmente no cubrimos nuestros activos y pasivos por impuestos diferidos ni por inflación.

También utilizamos derivados en moneda extranjera para cobertura de exposición a fluctuaciones en el sol peruano y el peso chileno, ello en relación con las ventas de nuestras operaciones en Perú y Chile, respectivamente.

La siguiente tabla presenta los montos nominales netos de nuestros derivados en de tipos de cambio, excluyendo las coinversiones.

## DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Importe nocional	Vencimientos	Importe nocional	Vencimientos
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Swaps de divisas	\$ 306	2021-2023	\$ 306	2020-2023
Otros derivados de tipos de cambio	1,764	2021-2022	1,796	2020-2021

## PRESENTACIÓN DE ESTADO FINANCIERO

En los Balances Consolidados se refleja la compensación de las posiciones netas derivadas y las garantías en efectivo con la misma contraparte cuando existe un derecho legal de compensación. Las siguientes proporcionan los valores justos de los instrumentos derivados en los Balance Consolidados, incluyendo el monto del efectivo en garantía por pagar que no fueron compensados debido a que la garantía en efectivo superaba las posiciones de pasivo.

**INSTRUMENTOS DERIVADOS EN LOS BALANCES CONSOLIDADOS**

(En millones de dólares)

Al 31 de diciembre de 2020

 Carolina Yépez  
Roldán  
PERITO TRADUCTORA

Sempra Energy Consolidado

29/01/2018

Derivados designados como instrumentos de cobertura:

	Otros activos circulantes	Otros activos a largo plazo	Otra Pasivos circulantes	Créditos diferidos y otros
Tasa de interés e instrumentos cambiarios	\$ —	\$ 1	\$ (26)	\$ (160)
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Instrumentos cambiarios	24	—	—	—
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación de tarifas	82	17	(95)	(16)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(82)	(13)	82	13
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	35	95	(35)	(25)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(2)	—	2	—
Montos netos presentados en el balance	57	100	(72)	(188)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas no sujeto a recuperación de tasa	21	—	—	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación de tasa	30	—	—	—
Total <sup>(2)</sup>	\$ 108	\$ 100	\$ (72)	\$ (188)

**SDG&E:**

Derivados no designados como instrumentos de cobertura:

Contratos asociados de compensación de materias primas	\$ 32	\$ 95	\$ (28)	\$ (25)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(1)	—	1	—
Montos netos presentados en el balance	31	95	(27)	(25)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación de tasa	24	—	—	—
Total <sup>(2)</sup>	\$ 55	\$ 95	\$ (27)	\$ (25)

**SoCalGas:**

Derivados no designados como instrumentos de cobertura:

Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	\$ 3	\$ —	\$ (7)	\$ —
Contratos asociados de compensación de materias primas	(1)	—	1	—
Montos netos presentados en el balance	2	—	(6)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación de tasa	6	—	—	—
Total	\$ 8	\$ —	\$ (6)	\$ —

(1) Incluido en Activos Circulantes: Contratos a Precio Fijos y Otros Derivados para SDG&amp;E.

(2) Se excluyen los contratos normales de compra medidos previamente al valor razonable.

**INSTRUMENTOS DERIVADOS EN LOS BALANCES CONSOLIDADOS**
*(En millones de dólares)*
**Al 31 de diciembre de 2019**

	Otros activos circulantes	Otros activos a largo plazo	Otros pasivos circulantes	Créditos diferidos y otros
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Derivados designados como instrumentos de cobertura:				
Tasa de interés e instrumentos cambiarios	\$ —	\$ 3	\$ (17)	\$ (140)
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Instrumentos cambiarios	41	—	(20)	—
Instrumentos asociados de compensación de divisas	(20)	—	20	—
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación de tarifas	34	11	(41)	(10)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(32)	(2)	32	2
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	41	76	(47)	(47)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(6)	(3)	6	3
Garantía asociada de compensación en efectivo	—	—	14	—
Montos netos presentados en el balance	58	85	(53)	(192)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas no sujeta a recuperación de tasa	43	—	—	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeta a recuperación de tasa	25	—	—	—
Total <sup>(2)</sup>	\$ 126	\$ 85	\$ (53)	\$ (192)
<b>SDG&amp;E:</b>				
Derivados designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	30	76	(41)	(47)
Contratos de compensación de materias primas asociados	(4)	(3)	4	3
Compensación de garantía en efectivo asociada	—	—	14	—
Montos netos presentados en el balance	26	73	(23)	(44)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeta a recuperación de tasa	16	—	—	—
Total <sup>(2)</sup>	\$ 42	\$ 73	\$ (23)	\$ (44)
<b>SoCalGas:</b>				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	\$ 11	\$ —	\$ (6)	\$ —
Contratos asociados de compensación de materias primas	(2)	—	2	—
Montos netos presentados en el balance	9	—	(4)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeta a recuperación de tasa	9	—	—	—
Total	\$ 18	\$ —	\$ (4)	\$ —

(1) Incluido en Activos circulantes: Contratos a Precio Fijos y Otros Derivados para SDG&E.

(2) Se excluyen los contratos normales de compra medidos previamente al valor razonable.

La siguiente tabla incluye los efectos de los instrumentos derivados designados como coberturas de flujo de efectivo en los Estados de Operaciones Consolidados y en OCI y AOCI.

# IMPACTOS DE COBERTURA DE FLUJO DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

	Ganancia (pérdida) antes de impuestos reconocida en OCI				Ganancia (pérdida) antes de impuestos reclasificada de AOCI a ganancias		
	Años terminados al 31 de diciembre				Años terminados al 31 de diciembre		
	2020	2019	2018	Ubicación	2020	2019	2018
<b>Sempre Energy Consolidado:</b>							
Instrumentos de tasa de interés	\$ —	\$ —	\$—	(Pérdida) Ganancia por Venta de Activos	\$ —	\$ (10)	\$ (9)
Instrumentos de tasas de interés <sup>(1)</sup>	(34)	(24)	17	Gasto por intereses <sup>(1)</sup>	(10)	(3)	(1)
Instrumentos de tasa de interés	(185)	(164)	44	Ganancias de capital	(46)	(3)	(9)
Instrumentos de tipo de cambio	(4)	(8)	(4)	Ingresos: Negocios relacionados con la energía	1	(2)	1
Instrumentos de tasa de interés y tipo de cambio	(6)	19	14	Gasto por intereses	(1)	—	1
				Otros (Gastos) Ingresos, Netos	(11)	9	2
Instrumentos de tipo de cambio	(3)	(10)	(3)	Ganancias de capital	—	(2)	2
Total	\$ (232)	\$ (187)	\$68		\$ (67)	\$ (11)	\$ (13)
<b>SDG&amp;E:</b>							
Instrumentos de tasa de interés <sup>(1)</sup>	\$ —	\$ (1)	\$1	Gasto por intereses <sup>(1)</sup>	\$ —	\$ (3)	\$ (7)
<b>SoCalGas:</b>							
Instrumentos de tasa de interés	\$ —	\$ —	\$—	Gasto por intereses	\$ —	\$ (1)	\$ (1)

(1) Montos incluyen Olay Mesa VIE. Toda la actividad derivada de tasas de interés de SDG&E se relaciona con Olay Mesa VIE. El 14 de agosto de 2019, OMEC LLC pagó en su totalidad su préstamo de tasa variable y dio por terminado sus swaps de tasas de interés.

Para Sempra Energy Consolidado, esperamos que \$87 millones de dólares de pérdidas, que son netas de beneficios de impuestos, que actualmente se registran en AOCI relacionados con coberturas de flujo de efectivo, se reclasificarán en ganancias durante los próximos 12 meses en la medida que las partidas cobertura afectan a las ganancias. SoCalGas espera que \$1 millón de dólares de pérdidas, neta del beneficio de impuestos, que actualmente se registran en AOCI relacionadas con las coberturas de flujo de efectivo, se reclasificarán en ganancias durante los próximos 12 meses en la medida que las partidas cobertura afectan las ganancias. Los montos reales finalmente reclasificados en ganancias dependen de las tasas de interés vigentes cuando los contratos derivados vencen.

Para todas las transacciones pronosticadas, el plazo máximo restante sobre el que estamos cobertura de la exposición a la variabilidad de los flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2020 es de aproximadamente 14 años para Sempra Energy Consolidado. El plazo máximo restante para el que cubrimos la exposición a la variabilidad de los flujos de efectivo en nuestro método de participación de capital es de 19 años.



La siguiente tabla resume los efectos de los instrumentos derivados no designados como instrumentos de cobertura sobre los Estados Consolidados de Resultados.

#### IMPACTOS DERIVADOS NO DESIGNADOS

(En millones de dólares)

		Ganancia (pérdida) en derivados reconocida en utilidades		
		Ejercicios terminados al 31 de diciembre		
	Ubicación	2020	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Contratos de materias primas no sujetos a la tasa de recuperación	Ingresos: Negocios relacionados con la energía	\$ 17	\$ 12	\$ 26
Contratos de materias primas sujetos a la tasa de recuperación	Costo del Gas Natural	(7)	3	5
Contratos de materias primas no sujetos a la tasa de recuperación	Costo del Combustible Eléctrico y Poder Comprado	88	(140)	279
Instrumentos cambiarios	Otros (Gastos) Ingresos, Netos	(56)	25	3
Total		\$ 42	\$ (100)	\$ 313
<b>SDG&amp;E:</b>				
Contratos de materias primas no sujetos a la tasa de recuperación	Costo del Combustible Eléctrico y la Energía Eléctrica Comprada	\$ 88	\$ (140)	\$ 279
<b>SoCalGas:</b>				
Contratos de materias primas sujetos a la tasa de recuperación	Costo del Gas Natural	\$ (7)	\$ 3	\$ 5

#### CARACTERÍSTICAS CONTINGENTES

Para Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas, ciertos de nuestros instrumentos derivados contienen límites de crédito que varían en función de nuestras calificaciones crediticias. Generalmente, estas disposiciones, en su caso, pueden reducir nuestro límite de crédito si una agencia de calificación crediticia especificada reduce nuestras calificaciones. En ciertos casos, si nuestras calificaciones crediticias cayeran por debajo del grado de inversión, la contraparte de estos instrumentos derivados de pasivos podría solicitar el pago inmediato o exigir una garantía completa inmediata y continua.

Para Sempra Energy Consolidado, el valor razonable total de este grupo de instrumentos derivados en una posición de pasivo al 31 de diciembre de 2020 y 2019 fue de \$16 millones de dólares y \$21 millones de dólares, respectivamente. Para SoCalGas, el valor razonable total de este grupo de instrumentos derivados en una posición de pasivo al 31 de diciembre de 2020 y 2019 fue de \$6 millones de dólares y \$4 millones de dólares, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2020, si las calificaciones crediticias de Sempra Energy o SoCalGas se redujeran por debajo del grado de inversión, podrían requerirse \$16 millones de dólares y \$6 millones de dólares, respectivamente, de activos adicionales para ser publicados como garantía para estos contratos derivados.

Para Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas, algunos de nuestros contratos derivados contienen una disposición que permitiría a la contraparte, en ciertas circunstancias, solicitar garantías adecuadas de nuestro cumplimiento bajo los contratos. Dicha garantía adicional, de ser necesaria, no es material y no se incluye en los montos anteriores.

#### NOTA 12. MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE

##### MEDIDAS RECURRENTE DE VALOR RAZONABLE

En los tres cuadros siguientes, por nivel dentro de la jerarquía del valor razonable, se establecen nuestros activos y pasivos financieros que se contabilizaron al valor razonable de manera recurrente al 31 de diciembre de 2020 y 2019. Clasificamos los

activos y pasivos financieros en su totalidad con base en el nivel más bajo de valor que sea significativo para la medición del valor razonable. Nuestra evaluación de la importancia de un valor particular a la medición del valor razonable requiere criterio, y puede afectar la valuación de los activos y pasivos a valores razonables, y su colocación dentro de la jerarquía del valor razonable.

El valor razonable de los activos y pasivos derivados de materias primas se presenta de acuerdo con nuestra política de compensación por saldos netos, tal y como lo mencionamos en la Nota 11 bajo “Presentación de estados financieros”.

En la determinación de los valores razonables, que se muestra en los cuadros que figuran a continuación, se integran diversos factores, entre ellos, la posición crediticia de las contrapartes involucradas y el impacto de las mejoras crediticias (tales como depósitos en efectivo, cartas de crédito e intereses de prelación).

Nuestros activos y pasivos financieros que se contabilizaron a valor razonable de manera recurrente en los cuadros que figuran a continuación incluyen los siguientes (distintos de una inversión de \$5 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 medidos en NAV):

- Los fideicomisos de desmantelamiento nuclear reflejan los activos del NDT de SDG&E, excluyendo los saldos en efectivo. Un fideicomisario tercero valora los activos fiduciarios utilizando los precios de un servicio de fijación de precios basado en un enfoque de mercado. Validamos estos precios en comparación con los precios de otras fuentes de datos independientes. Los valores se valúan utilizando precios cotizados que cotizan en bolsas de valores reconocidas a nivel nacional o con base en precios de cierre reportados en el mercado activo en el que se negocia el valor idéntico (Nivel 1). Otros valores se valúan con base en rendimientos que actualmente están disponibles para valores comparables de emisores con calificaciones crediticias similares (Nivel 2).
- Para los contratos de materias primas, derivados de tasas de interés e instrumentos de cambio, utilizamos principalmente un enfoque de mercado o de ingresos con supuestos de participantes en el mercado para valorar estos derivados. Los supuestos participantes en el mercado incluyen los que se relacionan con el riesgo, y el riesgo inherente en los valores a las técnicas de valuación. Estos valores pueden ser fácilmente tangibles, corroborados por el mercado o generalmente intangibles. Contamos con derivados negociados en bolsa que se valúan con base en precios cotizados en mercados activos para los instrumentos idénticos (Nivel 1). También podemos tener otros derivados de materias primas que se valúan utilizando modelos estándar de la industria que consideran precios a plazo cotizados para las materias primas, valor temporal, precios de mercado actual y contractuales para los instrumentos subyacentes, factores de volatilidad, y otras medidas económicas relevantes (Nivel 2). Las partidas recurrentes de nivel 3 se relacionan con CRR y posiciones de electricidad a largo plazo, a precio fijo en SDG&E, como mencionamos a continuación en “Información de Nivel 3 — SDG&E.”
- Las inversiones en el Fideicomiso del Rabino incluyen valores negociables que valuamos utilizando un enfoque de mercado basado en los precios de cierre reportados en el mercado activo en el que se negocia el valor idéntico (Nivel 1). Estas inversiones en valores negociables fueron insignificantes al 31 de diciembre de 2020, y 2019.
- Según mencionamos en la Nota 6, en julio de 2020, Sempra Energy suscribió un Acuerdo de Apoyo en beneficio del CFIN. Medimos el Acuerdo de Apoyo, que incluye una obligación de garantía, una opción de vender y una opción de compra, netos de honorarios de garantía relacionados, a valor razonable de forma recurrente. Utilizamos un modelo de flujo de efectivo con descuento para evaluar el Acuerdo de Apoyo, neto de las comisiones de garantía relacionadas. Debido a que algunos de los valores que son significativos para la valuación son menos tangibles, el Acuerdo de Apoyo se clasifica como Nivel 3, como describimos a continuación en “Nivel 3 Información — Sempra LNG”.

**MEDICIONES RECURRENTES DE VALOR RAZONABLE – SEMIPRA ENERGY CONSOLIDADO**

(en millones de dólares)

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2020			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de limpieza nuclear				
Valores de capital	\$ 358	\$ 6	\$ —	\$ 364
Valores de deuda				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE. UU	41	24	—	65
Bonos municipales	—	326	—	326
Otros valores	—	270	—	270
Total de valores de deuda	41	620	—	661
Total fideicomisos de limpieza nuclear – SDG&E <sup>(1)</sup>	399	626	—	1,025
Instrumentos de tipos de interés y tipos de cambio	—	25	—	25
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación de tarifas	—	4	—	4
Efectos de neteo y asignación de garantía <sup>(2)</sup>	21	—	—	21
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	6	1	121	128
Efectos de neteo y asignación de colateral <sup>(2)</sup>	19	5	6	30
Contrato de Apoyo, neto de comisiones de garantía	—	—	7	7
<b>Total</b>	<b>\$ 445</b>	<b>\$ 661</b>	<b>\$ 134</b>	<b>\$ 1,240</b>
<b>Pasivos</b>				
Instrumentos de tipos de interés y tipos de cambio	\$ —	\$ 186	\$ —	\$ 186
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación de tarifas	—	16	—	16
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	—	6	52	58
Contrato de Apoyo, neto de comisiones de garantía	—	—	4	4
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 208</b>	<b>\$ 56</b>	<b>\$ 264</b>

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2019			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de limpieza nuclear				
Valores de capital	\$ 503	\$ 6	\$ —	\$ 509
Valores de deuda				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE. UU	46	11	—	57
Bonos municipales	—	282	—	282
Otros valores	—	226	—	226
Total de valores de deuda	46	519	—	565
Total fideicomisos de limpieza nuclear – SDG&E <sup>(1)</sup>	549	525	—	1,074
Instrumentos de tipos de interés y tipos de cambio	—	24	—	24
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación de tarifas	—	11	—	11
Efectos de neteo y asignación de colateral <sup>(2)</sup>	43	—	—	43
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	5	8	95	108
Efectos de neteo y asignación de colateral <sup>(2)</sup>	11	8	6	25
<b>Total</b>	<b>\$ 608</b>	<b>\$ 576</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 1,285</b>
<b>Pasivos</b>				
Instrumentos de tipos de interés y tipos de cambio	\$ —	\$ 157	\$ —	\$ 157
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación de tarifas	—	17	—	17
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	14	4	67	85
Efectos de neteo y asignación de colateral <sup>(2)</sup>	(14)	—	—	(14)
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 178</b>	<b>\$ 67</b>	<b>\$ 245</b>

(1) Excluye el efectivo, los equivalentes de efectivo y las cuentas por cobrar (cuentas por pagar), netos.

(2) Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos marco de compensaciones generales y con garantía en efectivo, así como garantías en efectivo no compensadas.

**MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE RECURRENTES — SDG&E**

(En millones de dólares)

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2020			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de limpieza nuclear				
Valores de capital	\$ 358	\$ 6	\$ —	\$ 364
Valores de deuda				
Valores de deuda emitidas por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE. UU	41	24	—	65
Bonos municipales	—	326	—	326
Otros valores	—	270	—	270
Total de valores de deuda	41	620	—	661
Total fideicomisos de limpieza nuclear <sup>(1)</sup>	399	626	—	1,025
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	5	—	121	126
Efectos de neteo y asignación de colateral <sup>(2)</sup>	18	—	6	24
<b>Total</b>	<b>\$ 422</b>	<b>\$ 626</b>	<b>\$ 127</b>	<b>\$ 1,175</b>
<b>Pasivos:</b>				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	\$ —	\$ —	\$ 52	\$ 52
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 52</b>	<b>\$ 52</b>

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2019			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de limpieza nuclear				
Valores de capital	\$ 503	\$ 6	\$ —	\$ 509
Valores de deuda				
Valores de deuda emitidas por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE. UU	46	11	—	57
Bonos municipales	—	282	—	282
Otros valores	—	226	—	226
Total de valores de deuda	46	519	—	565
Total fideicomisos de limpieza nuclear <sup>(1)</sup>	549	525	—	1,074
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	1	3	95	99
Efecto de la compensación por saldos netos y asignación de garantías reales <sup>(2)</sup>	10	—	6	16
<b>Total</b>	<b>\$ 560</b>	<b>\$ 528</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 1,189</b>
<b>Pasivos:</b>				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas	\$ 14	\$ —	\$ 67	\$ 81
Efectos de neteo y asignación de colateral reales <sup>(2)</sup>	(14)	—	—	(14)
<b>Total</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 67</b>	<b>\$ 67</b>

(1) Excluye el efectivo, los equivalentes de efectivo y las cuentas por cobrar (cuentas por pagar), netos.

(2) Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos marco de compensaciones generales y con garantía en efectivo, así como garantías en efectivo no compensadas.



## MEDIDAS DE VALOR RAZONABLE RECURRENTES — SOCALGAS

(En millones de dólares)

		Valor razonable al 31 de diciembre de 2020			
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas		\$ 1	\$ 1	\$ —	\$ 2
Efecto de la compensación por saldos netos y asignación de garantías reales <sup>(1)</sup>		1	5	—	6
<b>Total</b>		<b>\$ 2</b>	<b>\$ 6</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 8</b>
<b>Pasivos:</b>					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas		\$ —	\$ 6	\$ —	\$ 6
<b>Total</b>		<b>\$ —</b>	<b>\$ 6</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 6</b>
		Valor razonable al 31 de diciembre de 2019			
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas		\$ 4	\$ 5	\$ —	\$ 9
Efecto de la compensación por saldos netos y asignación de garantías reales <sup>(1)</sup>		1	8	—	9
<b>Total</b>		<b>\$ 5</b>	<b>\$ 13</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 18</b>
<b>Pasivos:</b>					
Contratos de materias primas sujetos a recuperación de tarifas		\$ —	\$ 4	\$ —	\$ 4
<b>Total</b>		<b>\$ —</b>	<b>\$ 4</b>	<b>\$ —</b>	<b>\$ 4</b>

(1) Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos maestros de compensaciones y con garantía en efectivo, así como las garantías en efectivo no compensadas.

### Nivel 3 Información

#### SDG&E

En el siguiente cuadro se establecen conciliaciones de los cambios en el valor razonable de los RRR y posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo clasificadas como Nivel 3 en la jerarquía del valor razonable para Sempra Energy Consolidado y SDG&E.

#### CONCILIACIONES DE NIVEL 3 <sup>(1)</sup>

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados al 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Balance al 1 de enero	\$ 28	\$ 179	\$ (28)
Ganancias (pérdidas) realizados y no realizadas	19	(184)	209
Instrumento de transmisión asignados	6	6	10
Liquidaciones	16	27	(12)
<b>Saldo al 31 de diciembre</b>	<b>\$ 69</b>	<b>\$ 28</b>	<b>\$ 179</b>
Cambio en ganancias (pérdidas) relacionadas con Instrumentos mantenidos al 31 de diciembre	\$ 34	\$ (139)	\$ 183

(1) Excluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos maestros de liquidación.

Los insumos utilizados para determinar el valor razonable de los CRR y las posiciones de electricidad a precio fijo se revisan y comparan con las condiciones del mercado para determinar su razonabilidad. SDG&E espera que todos los costos relacionados con estos instrumentos sean recuperables a través de las tarifas de los clientes. Como tal, no hay impacto en las utilidades por los cambios en el valor razonable de estos instrumentos.

Los CRRs se registran a valor razonable basándose casi totalmente en los precios de subasta más actuales publicados por la ISO de California, una fuente objetiva. Los precios de las subastas anuales se publican una vez al año, normalmente a mediados de noviembre, y son la base para valorar los CRR que se establecen en el año siguiente. Para los CRR que se liquidaron del 1 de enero al 31 de diciembre, los insumos de precios de subasta, en un lugar determinado, se encontraban en los siguientes rangos para los años indicados o continuación.

#### VALORES DEL PRECIO DE LA SUBASTA DE LOS DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN

Año de liquidación	Precio por MWh				Precio mediano por MWh
2021	\$	(1.81)	a	\$ 14.11	\$ (0.12)
2020		(3.77)	a	6.03	(1.58)
2019		(8.57)	a	35.21	(2.94)

El impacto asociado con el descuento es insignificante. Debido a que estos precios de subasta son un insumo menos observable, estos instrumentos se clasifican como Nivel 3. El valor razonable de estos instrumentos se deriva de las diferencias de precios de subasta entre dos lugares. Los valores positivos entre dos ubicaciones representan las futuras reducciones esperadas en los costos de congestión, mientras que los valores negativos entre dos ubicaciones representan las cargas futuras esperadas. La valoración de nuestros CRRs es sensible a un cambio en el precio de la subasta. Si los precios de subasta en una ubicación aumentan (disminuyen) en relación con otra ubicación, esto podría resultar en una medición del valor razonable más alta (más baja). Resumimos volúmenes de CRR en la Nota 11.

Las posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo que se valúan utilizando datos importantes no observables se clasifican como Nivel 3 porque las condiciones del contrato se refieren a un lugar de entrega o tenor para el que no se dispone de información sobre las tasas de mercado observables. El valor razonable de las posiciones netas de electricidad clasificadas como Nivel 3 se deriva de un modelo de flujo descontado utilizando insumos de mercado de electricidad a precio futuro. El rango y el precio medio ponderado de estos insumos a diciembre de 31 eran los siguientes:

#### POSICIONES DE LOS VALORES DEL PRECIO DE LA SUBASTA DE LOS DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN

Año de liquidación	Precio por MWh				Precio medio ponderado por MWh
2020	\$	19.60	a	\$ 78.10	\$ 39.71
2019		21.00	a	61.15	37.92

Un aumento (disminución) significativo de los precios a futuro de la electricidad en el mercado daría lugar a un valor razonable significativamente más alto (más bajo). Resumimos volúmenes de posición de electricidad a largo plazo, de precio fijo en la Nota 11.

Las ganancias y pérdidas realizadas asociadas con los CRR y las posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo, que son recuperables en tarifas, se registran en el costo del combustible eléctrico y de la energía adquirida en los Estados Consolidados de Operaciones. Debido a que las ganancias y pérdidas no realizadas se registran como activos y pasivos reglamentarios, no afectan a las utilidades.

#### Sempra LNG

La siguiente tabla establece una conciliación de los cambios en el valor razonable del Contrato de Apoyo de Sempra Energy en beneficio de la CFIN que se clasifica como Nivel 3 en la jerarquía de valor razonable de Sempra Energy Consolidado.

# RECONCILIACIÓN NIVEL 3

(En millones de dólares)

	Año terminado Al 31 de diciembre de
Balance al 1 de enero	\$ —
Ganancias realizadas y no realizadas <sup>(1)</sup>	6
Liquidaciones	(3)
Balance al 31 de diciembre <sup>(2)</sup>	\$ 3
Cambio en ganancias (pérdidas) no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 31 de diciembre	\$ 3

- (1) Las utilidades netas se incluyen en Intereses Ingresos y las pérdidas netas se incluyen en Gastos de Interés en los Estados Consolidados de Resultados de SEMPRÁ ENERGY
- (2) Incluye \$7 millones de dólares en Otros Activos circulantes compensados por \$4 millones de dólares en Créditos Diferidos y Otros en el Balance Consolidado de Sempra Energy.

El valor razonable del Contrato de Apoyo, neto de las comisiones de garantía relacionadas, se basa en un modelo de flujo descontado utilizando una metodología de probabilidad de incumplimiento y supervivencia. Nuestra estimación del valor razonable considera insumos tales como tasas de incumplimientos de terceros, calificaciones crediticias, tasas de recuperación y tasas de descuento ajustadas por riesgo, que pueden ser fácilmente observables, corroborados por el mercado o generalmente no observables. Debido a que la calificación crediticia de CFIN y las tasas de incumplimiento y supervivencia relacionadas son insumos no observables que son significativos para la valoración, el Contrato de Apoyo, neto de las tasas de garantía relacionadas, se clasifica como Nivel 3. Asignamos a CFIN una calificación crediticia desarrollada internamente de A3 y dependíamos de los datos de tasas de incumplimiento publicadas por Moody's para asignar una probabilidad de incumplimiento. Un cambio hipotético en la calificación crediticia de un nivel superior o inferior no daría lugar a un cambio significativo en el valor razonable del Contrato de Apoyo.

## Valor razonable de los Instrumentos Financieros

Los valores justos de algunos de nuestros instrumentos financieros (efectivo, cuentas y notas por cobrar, cantidades a corto plazo debidas a/de afiliados no consolidados, dividendos y cuentas por pagar, deuda a corto plazo y depósitos de clientes) se aproximan a su valor en libros debido a la naturaleza a corto plazo de dichos instrumentos. Las inversiones en contratos de seguros de vida que tenemos en apoyo de nuestros planes de jubilación Ejecutiva Suplementario, Restauración del Saldo de Efectivo y Compensación Diferida se registran a valores de entrega en efectivo, que representan la cantidad de efectivo que podría realizarse bajo dichos contratos. La siguiente tabla presenta los importes en libros y los valores razonables de otros instrumentos financieros que no se registran a valor razonable en los balances consolidados.

## VALOR RAZONABLE DE LOS INSTRUMENTOS FINANCIEROS

(En millones de dólares)

	Valor en libros	Al 31 de diciembre de 2020				Total
		Valor razonable				
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3		
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>						
Montos a largo plazo adeudados por afiliadas no consolidadas <sup>(1)</sup>	\$ 786	\$ —	\$ 817	\$ —	\$ 817	
Montos a largo plazo debidos a afiliadas no consolidadas	275	—	266	—	266	
Deuda total a largo plazo <sup>(2)</sup>	22,259	—	25,478	—	25,478	
<b>SDG&amp;E:</b>						
Deuda total a largo plazo <sup>(3)</sup>	\$ 6,253	\$ —	\$ 7,384	\$ —	\$ 7,384	
<b>SoCalGas:</b>						
Deuda total a largo plazo <sup>(4)</sup>	\$ 4,759	\$ —	\$ 5,655	\$ —	\$ 5,655	

	Al 31 de diciembre de 2019				
	Valor en	Valor razonable			
	libros	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>					
Montos a largo plazo adeudados por afiliadas no consolidadas	\$ 742	\$ —	\$ 759	\$ —	\$ 759
Montos a largo plazo adeudados a afiliadas no consolidadas	195	—	184	—	184
Deuda total a largo plazo <sup>(2)</sup>	21,247	—	22,638	26	22,664
<b>SDG&amp;E:</b>					
Deuda total a largo plazo <sup>(3)</sup>	\$ 5,140	\$ —	\$ 5,662	\$ —	\$ 5,662
<b>SoCalGas:</b>					
Deuda total a largo plazo <sup>(4)</sup>	\$ 3,809	\$ —	\$ 4,189	\$ —	\$ 4,189

- (1) Antes de los subsidios por pérdidas crediticias de \$3 millones de dólares. Incluye \$3 millones de intereses devengados por cobrar en Cuentas por cobrar a afiliadas no consolidadas — circulante.
- (2) Antes de reducciones de costos de descuento y emisión de deuda no amortizados por \$268 millones de dólares y \$225 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamiento financiero por \$1,330 millones de dólares y \$1,287 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.
- (3) Antes de reducciones de costos de descuento y emisión de deuda no amortizados por \$52 millones de dólares y \$48 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamiento financiero por \$1,276 millones de dólares y \$1,270 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.
- (4) Antes de reducciones de los costos de descuento y emisión de deuda no amortizados por \$40 millones de dólares y \$34 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamiento financiero por \$54 millones de dólares y \$19 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

Proporcionamos los valores razonables para los valores en el NDT relacionados con SONGS en la Nota 15.

## MEDIDAS DE VALOR RAZONABLE NO RECURRENTE

### Sempra LNG

#### Activos de almacenamiento de gas natural ajenos a los servicios públicos

Según mencionamos en la Nota 5, en junio de 2018, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender Mississippi Hub, nuestra participación de 90.9% en Bay Gas y otros activos ajenos a servicios públicos (los activos ajenos a servicios públicos de almacenamiento de gas natural). En junio de 2018, también teníamos una participación del 75.4% en LA Storage, un proyecto de desarrollo de caverna de sal en Cameron Parish, en Louisiana. El proyecto LA Storage también incluye un sistema de sistema principal de oleoductos de 23.3 millas que actualmente no está contratado.



Debido al plan de venta, consideramos la opinión de un participante en el mercado del valor total de los activos de almacenamiento de gas natural ajenos a los servicios públicos y determinamos que su valor razonable, menos costos a vender, puede ser menor que su valor en libros. Adicionalmente, nuestra incapacidad para asegurar contratos de clientes que respaldarían una mayor inversión en LA Storage nos llevó a evaluar y concluir que el valor contable total de estos otros activos de la cadena de suministro de Estados Unidos podría no ser recuperable. En consecuencia, el 25 de junio de 2018, registramos un deterioro de \$1.3 mil millones de dólares (\$755 millones después de impuestos y NCI) en Pérdidas por Deterioro en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy.

Medimos el valor razonable estimado de \$190 millones de dólares al 25 de junio de 2018 utilizando un enfoque de flujo de caja con descuento. Este enfoque incluyó valores intangibles, lo que dio como resultado una medición de Nivel 3 en la jerarquía del valor razonable. Consideramos la visión de un participante en el mercado de los valores de los activos de almacenamiento de gas natural ajeno a los servicios públicos con base en una estimación de futuros flujos netos de efectivo. Para estimar futuros flujos netos de efectivo, consideramos las perspectivas de los activos de almacenamiento de gas natural ajeno a los servicios públicos para generar ingresos y flujos de efectivo que excedan su capacidad contratada y los plazos existentes, incluidos los factores de volatilidad y estacionalidad de los precios del gas natural, así como tasas de descuento acordes con los riesgos inherente a los flujos de efectivo.

El 1 de enero de 2019, Sempra LNG celebró un acuerdo para vender Mississippi Hub y Bay Gas por \$332 millones, sujeto a ajustes de capital de trabajo y \$20 millones de dólares que representan la compra de Sempra LNG del 9.1% de participación minoritaria en Bay Gas inmediatamente previa a su venta e incluido como parte de la misma. El 7 de febrero de 2019, Sempra LNG concluyó esta venta. Adicionalmente, en diciembre de 2018, Sempra LNG celebró un acuerdo para vender otros activos ajeno a los servicios públicos por \$5 millones de dólares; dicha venta se concluyó en enero de 2019. Consideramos que los precios de venta de los activos negociados con los participantes activos del mercado son una partida de datos relevante e importante. En consecuencia, actualizamos nuestro análisis de valor razonable para reflejar la partida participante en el mercado de Nivel 2 como el principal indicador del valor razonable. En consecuencia, el 31 de diciembre de 2018, redujimos el deterioro de \$1.3 mil millones de dólares registrado el 25 de junio de 2018 en \$183 millones de dólares (\$126 millones de dólares después de impuestos y NCI), lo que dio como resultado un deterioro total de \$1.1 mil millones de dólares (\$629 millones después de impuestos y NCI) para el año terminado el 31 de diciembre de 2018, basado en un valor razonable de \$337 millones de dólares para estos activos de almacenamiento de gas natural ajeno a los servicios públicos.

### ***Sempra Renewables***

#### ***Inversiones eólicas de Estados Unidos***

Según mencionamos en las Notas 5 y 6, en junio de 2018, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender todas nuestras inversiones en métodos de capital eólico y solar en Sempra Renewables. Debido a nuestra expectativa de un periodo de tenencia más corto como resultado de este plan de venta, evaluamos la capacidad de recuperación de los montos en libros de cada una de estas inversiones y concluimos que hubo un deterioro no temporal en ciertas inversiones de nuestro método de participación eólico por un total de \$200 millones de dólares (\$145 millones de dólares después de impuestos), que registramos en Participación en resultados en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Medimos el valor razonable estimado de \$145 millones de dólares al 25 de junio de 2018 utilizando un modelo de flujo de caja descontado que incluye valores intangibles significativos, ajustados para nuestros porcentajes de propiedad aplicables, que es una medición de Nivel 3 en la jerarquía del valor razonable. Se contrataron los valores clave para la metodología y el precio del comerciante, y la tasa de descuento. Sempra Renewables concluyó la venta de sus participaciones en estas inversiones en el método de participación eólico en abril de 2019.



En el siguiente cuadro se resumen los valores significativos que impactan nuestras medidas de valor razonable no recurrentes. En la Nota 5 y en su caso, en la Nota 6 se proporcionan discusiones adicionales sobre las operaciones relacionadas.

#### MEDIDAS DE VALOR RAZONABLE NO RECURRENTE — SEMPRA ENERGY CONSOLIDADA

	Fecha de medición	Valor razonable estimado (en millones)	Técnica de valuación	Jerarquía de valor razonable	% de valor razonable medición	Valores utilizados para desarrollar medición	Rango de valores (promedio ponderado)
Activos de almacenamiento de gas natural (no servicios públicos)	31 de diciembre de 2018	\$ 337	Enfoque de mercado	Nivel 2	100%	Precios de venta de activos	100%
Activos de almacenamiento de gas natural (no servicios públicos)	25 de junio de	\$ 190	Flujos de caja descontados	Nivel 3	100%	Tarifas de almacenamiento por dekatherm al mes	0.06\$ - \$0.22 \$ (0.10) <sup>(1)</sup>
						Tasa de descuento	10% <sup>(2)</sup>
Ciertos de nuestras inversiones en método de capital eólico de Estados Unidos	June 25, 2018	\$ 145	Flujos de caja descontados	Nivel 3	100%	Precios comerciantes contratados y tangibles por	29\$ - 92\$ <sup>(1)</sup>
						Tasa de descuento	8% - 10% (8.7%) <sup>(2)</sup>

(1) Generalmente, aumentos (disminuciones) significativos en este valor de manera aislada darían lugar a una medición del valor razonable significativamente mayor (menor).

(2) Un aumento en la tasa de descuento daría como resultado una disminución del valor razonable.

#### NOTA 13. ACCIONES PREFERENTES

Sempra Energy y SDG&E están autorizadas a emitir hasta 50 millones y 45 millones de acciones preferentes, respectivamente. A 31 de diciembre de 2020 y 2019, SDG&E no tenía acciones preferentes en circulación. Los derechos, preferencias, privilegios y restricciones de cualquier nueva serie de acciones preferentes serían establecidos por el consejo de administración de cada empresa en el momento de la emisión. A continuación, se analizan las acciones preferentes de SoCalGas.

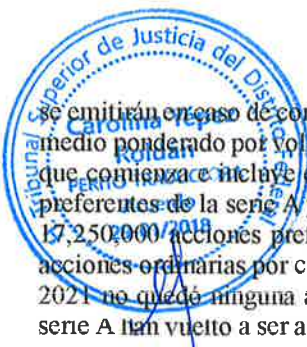
#### ACCIONES PREFERENTES OBLIGATORIAMENTE CONVERTIBLES DE SEMPRA ENERGY

En enero de 2018, emitimos 17,250,000 acciones de nuestras acciones preferentes obligatoriamente convertibles al 6%, serie A (acciones preferentes serie A) en una oferta pública registrada a \$100.00 dólares por acción (o \$98.20 dólares por acción después de deducir los descuentos de suscripción), y recibimos una recaudación neta de \$1.69 mil millones de dólares (neta de los descuentos de suscripción y los costos de emisión de capital de \$32 millones de dólares). Cada acción preferente de la serie A tenía un valor de liquidación de \$100.00 dólares.

En julio de 2018, emitimos 5,750,000 acciones de nuestras acciones preferentes obligatoriamente convertibles al 6.75%, serie B (acciones preferentes serie B) en una oferta pública registrada a \$100.00 dólares por acción (o \$98.33 dólares por acción después de deducir los descuentos de suscripción), y recibimos unos ingresos netos de \$565 millones de dólares (netos de descuentos de suscripción y costos de emisión de capital de \$10 millones de dólares). Cada acción preferente de la serie B tiene un valor de liquidación de \$100.00 dólares.

#### Conversión a elección del titular

A menos que se conviertan antes, cada acción preferente de la serie A y de la serie B se convertirá automáticamente en la fecha de conversión obligatoria del 15 de enero de 2021 y del 15 de julio de 2021, respectivamente. El número de acciones ordinarias que



se emitirán en caso de conversión de cada una de estas series de acciones preferentes se determinará en función del valor de mercado medio ponderado por volumen por acción de nuestras acciones ordinarias durante el período de 20 días consecutivos de negociación que comienza e incluye el 21° día de negociación programado inmediatamente anterior al 15 de enero de 2021 para las acciones preferentes de la serie A y el 15 de julio de 2021 para las acciones preferentes de la serie B. El 15 de enero de 2021, convertimos 17,250,000 acciones preferentes de la serie A en 13,781,025 acciones ordinarias con base en una tasa de conversión de 0.7989 acciones ordinarias por cada acción preferente de la serie A emitida y en circulación. En consecuencia, después del 15 de enero de 2021 no quedó ninguna acción preferente de la serie A en circulación y las 17,250,000 acciones que antes eran preferentes de la serie A han vuelto a ser acciones preferentes autorizadas y no emitidas.

Los términos de nuestras acciones preferentes de la serie A y de la serie B requieren una notificación a los tenedores cuando el ajuste total de las tasas de conversión a las que las acciones preferentes de la serie A o las acciones preferentes de la serie B son convertibles en acciones ordinarias de Sempra Energy es superior al 1%. El 6 de julio de 2020, notificamos a los titulares de las acciones preferentes de la serie A dicho ajuste. Estos ajustes, que resultaron del impacto incremental de nuestro dividendo del segundo trimestre declarado sobre nuestras acciones ordinarias y que entraron en vigor a partir del 25 de junio de 2020, la fecha ex-dividendo para dicho dividendo, incluyen ajustes a las tasas de conversión mínimas y máximas y los precios de apreciación iniciales y de umbral relacionados.

La siguiente tabla muestra la tasa de conversión por acción de nuestras acciones preferentes de la serie B, sujeta a ciertos ajustes antidilutivos

TASAS DE CONVERSION	
Valor de mercado aplicable por acción de nuestras acciones ordinarias	Tasa de conversión (número de acciones ordinarias que se recibirán al convertir cada acción preferente de la serie B)
<b>Acciones preferentes de la serie B</b>	
Superior a \$136.50 dólares (que es el precio límite de valuación)	0.7326 acciones (aproximadamente igual a \$100.00 dólares divididos por el precio límite de valuación)
Igual o inferior a \$136.50 dólares, pero mayor o igual a \$113.75 dólares	Entre 0.7326 y 0.8791 acciones, determinadas dividiendo \$100.00 dólares por el valor de mercado aplicable de nuestras acciones ordinarias
Menos de \$113.75 dólares (que es el precio inicial)	0.8791 acciones (aproximadamente igual a \$100.00 dólares divididos por el precio

### ***Dividendos***

Los dividendos de cada serie de acciones preferentes de conversión obligatoria son (o, con respecto a las acciones preferentes de la serie A, eran) pagaderos trimestralmente de forma acumulativa cuando, como y si fueron declarados por nuestro consejo de administración. Todos los dividendos dejaron de acumular en las acciones preferentes de la serie A al momento de su conversión obligatoria el 15 de enero de 2021. Podemos pagar trimestralmente dividendos declarados sobre las acciones preferentes de la serie B en efectivo o, sujeto a ciertas limitaciones, con nuestras acciones ordinarias sin valor nominal o cualquier combinación de efectivo y nuestras acciones ordinarias. Las acciones ordinarias utilizadas para pagar los dividendos se valorarán en el 97% del precio promedio ponderado por volumen por acción durante el período de cinco días de negociación consecutivos que comienza, e incluye, el sexto día de negociación anterior, que es la fecha de pago de dividendos aplicable.

### ***Derechos de votación***

Los titulares de las acciones preferentes de la serie B no tienen derecho de voto, salvo con respecto a cualquier autorización, creación o aumento del monto autorizado de cualquier clase o serie de capital social con una clasificación superior a las acciones preferentes de la serie B, ciertas modificaciones a los términos de las acciones preferentes de la serie B, bajo algunas otras circunstancias limitadas y según lo exija específicamente la ley de California. Además, siempre que los dividendos de alguna acción preferente de la serie B no hayan sido declarados y pagados, o hayan sido declarados pero no pagados por seis o más períodos de dividendo, sean o no consecutivos, la cantidad autorizada de consejeros en nuestro consejo de administración incrementará automáticamente en dos y los titulares de las acciones preferentes de la serie B, al votar juntos como una sola clase con los titulares de cualquiera y toda acción preferente en circulación con la misma clasificación que tengan derechos de voto similares, tendrán derecho a elegir a dos consejeros que cumplan los requisitos para ocupar los puestos en el consejo recientemente creados. Este derecho de voto terminará cuando todos los dividendos acumulados y no pagados sobre las acciones preferentes de la serie B hayan sido pagados en su totalidad y, tras dicha terminación y la terminación de los mismos derechos de voto de todos los demás titulares de series de acciones preferentes en circulación que tengan tales derechos de voto, el término del cargo de cada consejero electo conforme a dichos



derechos llegará a su fin y la cantidad autorizada de consejeros disminuirá automáticamente en dos, con sujeción a la reposición de dicho derecho en caso de pagos posteriores.

### **Clasificación**

Las acciones preferentes de la serie B se clasifican, con respecto a los derechos a dividendos y derechos de distribución al momento de nuestra liquidación o disolución:

- con una mayor categoría que nuestras acciones preferentes y entre las mismas clasificaciones o series de nuestro capital social establecidas en el futuro, salvo que los términos de dicho capital social establezcan expresamente lo contrario;
- a la par de nuestras acciones preferentes de la serie C en circulación y cada clase o serie de nuestra capital social establecida en el futuro si los términos de dicho capital social establecen que se clasifica a la par de las acciones preferentes de la serie B;
- con una menor categoría que cada clase o serie de nuestra capital social establecida en el futuro si los términos de dicho capital social establecen que se clasifica con una mayor categoría que las acciones preferentes de la serie B;
- con una menor categoría que nuestro endeudamiento y demás pasivos existentes y futuros; y
- subordinadas estructuralmente a todo el endeudamiento y demás pasivos existentes y futuros de nuestras subsidiarias, así como al capital social de nuestras subsidiarias en poder de terceros.

### **ACCIONES PREFERENTES SERIE C DE ENERGY SEMPRA**

En junio de 2020, emitimos 900,000 acciones de nuestras acciones preferentes, acumulativas, perpetuas, amortizables, de restablecimiento de tasa fija al 4.875 % de la serie C (acciones preferentes de la serie C) en una oferta pública registrada a un precio al público de \$1,000 dólares por acción y obtuvimos ganancias netas de \$889 millones de dólares después de deducir los costos de descuento de suscripción y la emisión de acciones por \$11 millones de dólares. Utilizamos las ganancias netas para el capital de trabajo y otros fines corporativos generales, como el reintegro de la deuda, entre otros.

#### ***Preferencia de liquidación***

Cada acción preferente de la serie C tiene una preferencia de liquidación de \$1,000 dólares más cualquier dividendo acumulado y no pagado (independientemente de que se declare o no) sobre dicha acción.

#### ***Amortización a elección de Sempra Energy***

Las acciones preferentes de la serie C son perpetuas y no tienen fecha de vencimiento. No obstante, podemos, a nuestra opción, amortizar ocasionalmente las acciones preferentes de la serie C en su totalidad o en parte, en cualquier día del periodo comprendido entre —e incluido— el 15 de julio inmediatamente anterior al 15 de octubre de 2025 y el 15 de octubre de cada quinto año después de 2025 hasta —e incluido— dicho 15 de octubre a un precio de amortización en efectivo igual a \$1,000 dólares por acción. Además, en caso de que una calificadora de valores crediticia que publique una calificación para nosotros haga algunas modificaciones o aclaraciones en los criterios que utiliza para asignar crédito sobre el valor del capital a valores como las acciones preferentes de la serie C (Caso de clasificación), podemos amortizar las acciones preferentes de la serie C, en su totalidad pero no en parte, en cualquier momento dentro de los 120 días siguientes a la conclusión de cualquier proceso de revisión o apelación interpuesto por nosotros tras el Caso de clasificación o, si no se dispone o se solicita dicho proceso de revisión o apelación, la ocurrencia de dicho Caso de clasificación, a un precio de amortización en efectivo igual a \$1,020 dólares por acción (102 % de la preferencia de liquidación por acción).

#### ***Dividendos***

Los dividendos de las acciones preferentes de la serie C, cuando, como y si fueran declarados por nuestro consejo de administración o un comité autorizado del mismo, son pagaderos en efectivo, de forma acumulativa, semestral y a plazo vencido a partir del 15 de octubre de 2020. Los dividendos de las acciones preferentes de la serie C serán acumulativos ya sea que:

- tengamos utilidades o no;
- el pago de dichos dividendos esté entonces permitido por la ley de California o no;
- se autoricen o declaren dichos dividendos o no; y





cualquier convenio del que seamos parte prohíba el pago actual de dividendos o no, incluido cualquier convenio relativo a nuestra deuda.

Acumulamos dividendos sobre las acciones preferentes de la serie C de manera mensual. La tasa de dividendo del 19 de junio de 2020 al —pero excluyendo— 15 de octubre de 2025 es del 4.875 % anual de la preferencia de liquidación de \$1,000 dólares por acción. La tasa de dividendos se restablecerá el 15 de octubre de 2025 y el 15 de octubre de cada quinto año después de 2025 y, por cada quinquenio siguiente a dichas fechas de restablecimiento, será una tasa anual igual a la Tasa de Cinco Años de la Secretaría de Hacienda de los Estados Unidos (según se define en el certificado de determinación de preferencias de las acciones preferentes de la serie C) a partir del segundo día hábil anterior a dicha fecha de restablecimiento, más un diferencial de 4.550 %, de la preferencia de liquidación de \$1,000 dólares por acción.

### ***Derechos de votación***

Los titulares de las acciones preferentes de la serie C no tienen derecho de voto, salvo con respecto a cualquier autorización, creación o aumento del monto autorizado de cualquier clase o serie de capital social con una clasificación superior a las acciones preferentes de la serie C, ciertas modificaciones a los términos de las acciones preferentes de la serie C, bajo algunas otras circunstancias limitadas y según lo exija específicamente la ley de California. Además, siempre que los dividendos de alguna acción preferente de la serie B no hayan sido declarados y pagados, o hayan sido declarados pero no pagados por tres o más periodos de dividendo, sean o no consecutivos, la cantidad autorizada de consejeros en nuestro consejo de administración incrementará automáticamente en dos y los titulares de las acciones preferentes de la serie C, al votar juntos como una sola clase con los titulares de cualquiera y toda acción preferente en circulación con la misma clasificación que tengan derechos de voto similares, tendrán derecho a elegir a dos consejeros que cumplan los requisitos para ocupar los puestos en el consejo recientemente creados. Este derecho de voto terminará cuando todos los dividendos acumulados y no pagados sobre las acciones preferentes de la serie C hayan sido pagados en su totalidad y, tras dicha terminación y la terminación de los mismos derechos de voto de todos los demás titulares de series de acciones preferentes en circulación que tengan tales derechos de voto, el término del cargo de cada consejero electo conforme a dichos derechos llegará a su fin y la cantidad autorizada de consejeros disminuirá automáticamente en dos, con sujeción a la reposición de dicho derecho en caso de impagos posteriores.

### ***Clasificación***

Las acciones preferentes de la serie C se clasifican, con respecto a los derechos a dividendos y derechos de distribución al momento de nuestra liquidación o disolución:

- con una mayor categoría que nuestras acciones ordinarias y entre las mismas clasificaciones o series de nuestro capital social establecidas en el futuro, salvo que los términos de dicho capital social establezcan expresamente lo contrario;
- a la par de nuestras acciones preferentes de la serie A previamente en circulación y las acciones preferentes de la serie B actualmente en circulación, así como cada clase o serie de nuestra capital social establecida en el futuro si los términos de dicho capital social establecen que se clasifica a la par de las acciones preferentes de la serie C;
- con una menor categoría que cada clase o serie de nuestra capital social establecida en el futuro si los términos de dicho capital social establecen que se clasifica con una mayor categoría que las acciones preferentes de la serie C;
- con una menor categoría que nuestro endeudamiento y demás pasivos existentes y futuros; y
- subordinadas estructuralmente a todo el endeudamiento y demás pasivos existentes y futuros de nuestras subsidiarias, así como al capital social de nuestras subsidiarias en poder de terceros.



## ACCIONES PREFERENTES DE SOCIALGAS

SoCalGas está autorizada a emitir hasta un total de 11 millones de acciones preferentes, acciones preferentes de serie y acciones privilegiadas. En la siguiente tabla se presentan las acciones preferentes en circulación en SoCalGas:

### ACCIONES PREFERENTES EN CIRCULACIÓN

(En millones de dólares, excepto montos por acción)

	31 de diciembre de	
	2020	2019
\$25 valor nominal autorizado 1,000,000 acciones:		
6 % series, 79,011 acciones en circulación	\$ 3	\$ 3
6 % serie A, 783,032 acciones en circulación	19	19
<b>SoCalGas - Total de acciones preferentes</b>	<b>22</b>	<b>22</b>
Menos: 50,970 acciones del 6% series en circulación propiedad de PE	(2)	(2)
<b>Sempre Energy - Total de acciones preferentes de subsidiaria</b>	<b>\$ 20</b>	<b>\$ 20</b>

Ninguna de las acciones preferentes en circulación de SoCalGas es amortizable y ninguna acción está sujeta a amortización obligatoria.

Todas las acciones en circulación tienen un voto por acción, preferencias acumuladas en cuanto a dividendos y preferencias de liquidación de \$25 dólares por acción más cualesquiera dividendos no pagados.

Además de las acciones preferentes en circulación anteriores, el acta constitutiva de SoCalGas autorizan 5 millones de acciones preferentes emitidas en serie y 5 millones de acciones de acciones preferentes, ambas sin valor nominal y con preferencias acumuladas en cuanto a dividendos y valor de liquidación. Las acciones privilegiadas tendrán en una categoría menor a todas las series de acciones preferentes y acciones preferentes emitidas en serie. La junta directiva de SoCalGas establecerá otros derechos y privilegios de cualquier nueva serie de dichas acciones al momento de su emisión.



## NOTA 14. SEMPRA ENERGY — CAPITAL CONTABLE Y UTILIDADES POR ACCIÓN ORDINARIA

### RECOMPRA DE ACCIONES ORDINARIAS DE SEMPRA ENERGY

El 11 de septiembre de 2007, nuestro consejo de administración autorizó la recompra de acciones de nuestras acciones ordinarias, a condición de que los montos gastados para tal fin no superen los \$2 mil millones de dólares o los montos gastados para adquirir máximo 40 millones de acciones, lo que sea mayor. El 1 de julio de 2020 entramos en un programa de recompra acelerada de acciones (ASR) conforme al cual prepagamos \$500 millones de dólares para recomprar nuestras acciones ordinarias en una transacción de acciones a plazo. La cantidad total de acciones adquiridas se determinó dividiendo el precio de compra de \$500 millones de dólares entre el promedio aritmético de los precios de negociación promedio ponderados por volumen de nuestras acciones ordinarias durante el periodo de valoración del 2 de julio de 2020 al 4 de agosto de 2020, menos un descuento fijo. El programa concluyó el 4 de agosto de 2020 con una recompra total de 4,089,375 acciones ordinarias de Sempra Energy a un precio promedio de \$122.27 dólares por acción. Después de la conclusión del programa ASR, se agotó el monto total en dólares autorizado por la autorización de recompra de acciones del 11 de septiembre de 2007.

El 6 de julio de 2020, nuestro consejo de administración autorizó la recompra de nuestras acciones ordinarias en cualquier momento y, ocasionalmente, por un monto total que no supere los \$2 mil millones de dólares o cantidades gastadas para comprar máximo 25 millones de acciones, lo que sea menor. No se han recomprado acciones en virtud de esta autorización.

### OFERTA DE ACCIONES ORDINARIAS DE SEMPRA ENERGY

En enero de 2018, concluimos la oferta de 26,869,158 acciones ordinarias sin valor nominal en una oferta pública registrada a \$107.00 por acción (aproximadamente \$105.07 dólares por acción tras deducir descuentos de suscripción), con 23,364,486 acciones en cumplimiento con los convenios de venta a plazo. Recibimos ganancias netas por un total aproximado de \$2.8 mil millones de dólares para liquidar plenamente estas acciones de la siguiente manera:

- \$367 millones de dólares (netos de los costos por descuentos de suscripción y emisión de acciones de \$8 millones de dólares) para cubrir las acciones de sobreasignación de 3,504,672 en el primer trimestre de 2018 a un precio de liquidación de \$105.07 dólares por acción;
- \$900 millones de dólares (neto de descuentos de suscripción de \$16 millones de dólares) de la liquidación de 8,556,630 acciones en el primer trimestre de 2018 a un precio de venta a plazo de \$105.18 dólares por acción;
- \$800 millones de dólares (neto de descuentos de suscripción de \$14 millones de dólares) de la liquidación de 7,651,671 acciones en el segundo trimestre de 2018 a precios de venta a plazo que van desde los \$104.53 a los \$104.58 dólares por acción; y
- \$728 millones de dólares (neto de descuentos de suscripción de \$13 millones de dólares) de la liquidación de 7,156,185 acciones en el tercer trimestre de 2018 a un precio de venta a plazo de \$101.74 dólares por acción. En julio de 2018, concluimos la oferta de 11,212,500 acciones ordinarias sin valor nominal en una oferta pública registrada a \$113.75 dólares por acción (aproximadamente \$111.87 dólares por acción después de deducir descuentos de suscripción), con 9,750,000 acciones en cumplimiento con los convenios de venta a plazo. Recibimos ganancias netas por un total aproximado de \$1.2 mil millones de dólares para liquidar plenamente estas acciones de la siguiente manera:



\$164 millones de dólares (netos de los costos por descuentos de suscripción y de emisión de acciones de \$3 millones de dólares) para cubrir acciones de sobreasignación de 1,462,500 en el tercer trimestre de 2018 a un precio de liquidación de \$111.87 dólares por acción; y

\$1,066 millones de dólares (neto de descuentos de suscripción de \$18 millones de dólares) de la liquidación de 9,750,000 acciones en el cuarto trimestre de 2019 a un precio de venta a plazo de \$109.33 dólares por acción.

## UTILIDADES POR ACCIÓN ORDINARIA

La utilidad por acción ordinaria básica se calcula dividiendo las ganancias atribuibles a las acciones ordinarias (tanto de las operaciones continuas como de las suspendidas) entre la cantidad promedio ponderada de acciones ordinarias en circulación para el periodo. La utilidad por acción ordinaria diluida incluye la dilución de acciones equivalentes a acciones ordinarias que podría ocurrir si los valores u otros contratos para emitir acciones ordinarias se ejercieran o se convirtieran a acciones ordinarias.

### GANANCIAS POR CÁLCULO DE ACCIONES ORDINARIAS

(En millones de dólares, excepto montos por acción; acciones en miles)

	Ejercicios terminados el 31 de		
	2020	2019	2018
<b>Numerador para operaciones continuas:</b>			
Ingresos por operaciones continuas, neto del impuesto sobre la renta	\$ 2,255	\$ 1,999	\$ 938
Utilidades atribuibles a participaciones no controladoras	(162)	(129)	(44)
Dividendos preferentes	(168)	(142)	(125)
Dividendos preferentes de filial	(1)	(1)	(1)
Utilidades por operaciones continuas atribuibles a acciones ordinarias	\$ 1,924	\$ 1,727	\$ 768
<b>Numerador para operaciones suspendidas:</b>			
Ingresos por operaciones suspendidas, neto del impuesto sobre la renta	\$ 1,850	\$ 363	\$ 188
Utilidades atribuibles a participaciones no controladoras	(10)	(35)	(32)
Utilidades por operaciones suspendidas atribuibles a acciones ordinarias	\$ 1,840	\$ 328	\$ 156
<b>Numerador por utilidades:</b>			
Utilidades atribuibles a acciones ordinarias	\$ 3,764	\$ 2,055	\$ 924
<b>Denominador:</b>			
Acciones ordinarias promedio ponderadas en circulación para utilidad por acción ordinaria básica <sup>(1)</sup>	291,077	277,904	268,072
Efecto dilutivo de opciones de acciones y RSU <sup>(2)</sup>	1,175	1,585	919
Efecto dilutivo de acciones ordinarias vendidas a plazo	—	2,544	861
Acciones ordinarias promedio ponderadas en circulación para utilidad por acción ordinaria ordinaria diluida	292,252	282,033	269,852
<b>Utilidad por acción ordinaria básica:</b>			
Utilidades por operaciones continuas	\$ 6.61	\$ 6.22	\$ 2.86
Utilidades por operaciones suspendidas	\$ 6.32	\$ 1.18	\$ 0.59
Utilidades	\$ 12.93	\$ 7.40	\$ 3.45
<b>Utilidad por acción ordinaria diluida:</b>			
Utilidades por operaciones continuas	\$ 6.58	\$ 6.13	\$ 2.84
Utilidades por operaciones suspendidas	\$ 6.30	\$ 1.16	\$ 0.58
Utilidades	\$ 12.88	\$ 7.29	\$ 3.42

(1) Incluye las unidades accionarias restringidas (RSU) totalmente transferidas de nuestro Plan de Compensación Diferida de 537 en 2020, 617 en 2019 y 641 en 2018. Estas RSU totalmente transferidas se incluyen en acciones ordinarias promedio ponderadas en circulación para la utilidad por acción ordinaria básica debido a que no existen condiciones bajo las cuales no se emitirán las acciones correspondientes.

(2) Debido a las fluctuaciones del mercado tanto de las acciones ordinarias de Sempra Energy como de los índices comparativos utilizados para determinar el porcentaje de nuestros RSU totales de rendimiento de rentabilidad para los accionistas, que discutimos en la Nota 10, las RSU dilusivas pueden variar ampliamente de un periodo a otro.





El impacto potencialmente dilusivo derivado de las opciones para la compra de acciones y las RSU se calcula utilizando el método de acciones en cartera. Bajo este método, se supone que las ganancias basadas en el precio de ejercicio y la compensación no devengada se utilizan para recomprar acciones en el mercado abierto al precio promedio de mercado para el periodo, lo que reduce la cantidad de acciones nuevas potenciales que se emitirán, y provoca en ocasiones un efecto antidilutivo. El cálculo de la utilidad por acción ordinaria diluida para 2020, 2019 y 2018 excluye acciones potencialmente dilusivas de 187,028, 80,281 y 20,814, respectivamente, pues incluirlas sería antidilutivo para el periodo. No obstante, estas acciones podrían diluir potencialmente la utilidad por acción ordinaria básica en el futuro.

El impacto potencialmente dilusivo de la venta a plazo de nuestras acciones ordinarias conforme a los contratos de venta a plazo que discutimos anteriormente se refleja en nuestro cálculo de la utilidad por acción ordinaria diluida utilizando el método de acciones en cartera. Hemos liquidado por completo todos los contratos de venta a plazo y esas acciones están incluidas en las acciones ordinarias promedio ponderadas en circulación para la utilidad por acción ordinaria básica.

El impacto potencialmente dilusivo de nuestras acciones preferentes de conversión obligatoria se calcula conforme al método “si se conviene”. El cálculo de la utilidad por acción ordinaria diluida para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 excluye 17,889,365, 17,471,375 y 17,197,035 acciones potencialmente dilusivas, respectivamente, porque incluirlas sería antidilutivo para esos periodos. No obstante, estas acciones podrían diluir potencialmente la utilidad por acción ordinaria básica en el futuro. El 15 de enero de 2021, en la Nota 13, discutimos las emisiones de nuestras acciones preferentes de conversión obligatoria y la conversión de las acciones preferentes de la serie A a acciones ordinarias de Semptra Energy en 2018.

Estamos autorizados a emitir \$750 millones de acciones ordinarias sin valor nominal. En el siguiente cuadro se presenta la actividad de las acciones ordinarias en los últimos tres años

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Acciones ordinarias en circulación, 1 de enero	291,712,925	273,769,513	251,358,977
Acciones emitidas conforme a los contratos de venta a plazo	—	16,906,185	21,175,473
Transmisión de RSU <sup>(1)</sup>	896,839	463,012	509,042
Opciones de compra de acciones ejercidas	4,400	52,540	138,861
Emisión de plan de ahorro	201,431	475,774	553,036
Plan de inversión en acciones ordinarias <sup>(2)</sup>	42,955	199,253	231,242
Emisión de RSU llevada a cabo en nuestro Plan de Compensación Diferida	103,552	59,470	3,357
Acciones recompradas <sup>(3)</sup>	(4,491,858)	(212,822)	(200,475)
Acciones ordinarias en circulación, 31 de diciembre	288,470,244	291,712,925	273,769,513

(1) Incluye equivalentes de dividendo.

(2) Los participantes en el Plan de Compra Directa de Acciones podrán reinvertir sus dividendos para adquirir acciones recién emitidas.

(3) Generalmente, compramos nuestras acciones ordinarias o unidades a los participantes del programa de incentivos a largo plazo que eligen vendernos una cantidad suficiente de RSU transferidas para cumplir con los requisitos mínimos de retención de impuestos legales. En 2020, las acciones recompradas incluyen acciones recompradas conforme al programa ASR que discutimos anteriormente.



#### NOTA 15. CENTRAL NUCLEAR SAN ONOFRE (SONGS)

SDG&E tiene una 20% de participación accionaria en SONGS, una central nuclear cerca de San Clemente, California, la cual suspendió de manera permanente sus operaciones en junio de 2013 tras un prolongado apagón derivado de problemas con los generadores de vapor utilizados en la estación. Edison, el propietario mayoritario y operador de SONGS, notificó a SDG&E que había llegado a la decisión de cerrar SONGS de forma permanente y solicitar la aprobación de la NRC para iniciar las actividades de cierre de toda la instalación. SONGS está sujeto a la jurisdicción de la Comisión para Reglamentación de Actividades Nucleares (NRC) y de la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC).

SDG&E y cada uno de los demás propietarios tienen una participación indivisa como copropietarios del inmueble. Cada propietario es responsable de financiar su parte de los costos. La participación de SDG&E en los gastos operativos está incluida en los estados de operaciones consolidados de Sempra Energy y SDG&E.

#### CONVENIO DE TRANSACCIÓN PARA RESOLVER LA ORDEN DE LA CPUC EN LA QUE SE REQUIERE UNA INVESTIGACIÓN SOBRE EL CORTE DE ENERGÍA EN SONGS

En 2012, en respuesta al corte de energía en SONGS, la CPUC emitió la orden en la que se requiere la investigación de la central SONGS, con la cual se pretendía determinar la recuperación definitiva de la inversión en SONGS y los costos incurridos desde el inicio de la interrupción. En julio de 2018, la CPUC aprobó un convenio de liquidación y en agosto de 2018 SDG&E, Edison, Cal PA, TURN y otros intervinientes presentaron un aviso de que aceptaban el convenio de transacción, en el que se establecían diversas desaprobaciones, reembolsos y recuperaciones de tarifas.

En relación con el convenio de transacción, y a cambio de la renuncia a ciertas reclamaciones relacionadas con SONGS, en enero de 2018, SDG&E y Edison celebraron un convenio accionistas de servicios públicos, que entró en vigor tras la aprobación de la CPUC del convenio de transacción en julio de 2018, en virtud del cual Edison tiene la obligación de compensar a SDG&E por los montos de requerimiento de ingresos que SDG&E ya no recuperará debido al convenio de transacción. A cambio del reembolso de Edison, las partes se liberaron mutuamente de todos los reclamos que cada parte tuvo o pudo haber afirmado relacionados con la falla de reemplazo del generador de vapor y sus secuelas. La obligación de pago de Edison se inicia en octubre de 2018, y los montos se adeudan a SDG&E trimestralmente a partir de entonces hasta abril de 2022. Al 31 de diciembre de 2020, SDG&E tiene una cuenta por cobrar de Edison, que incluye intereses devengados, por un total de \$49 millones de dólares, con \$37 millones de dólares clasificados como corrientes y \$12 millones de dólares clasificados como no corrientes. Esta cuenta por cobrar refleja cantidades que Edison está obligado a pagar a SDG&E en lugar de montos que SDG&E habría cobrado de los pagadores de tasa asociados con el activo reglamentario de SONGS.

#### DESMANTELAMIENTO DE CENTRAL NUCLEAR Y FINANCIAMIENTO

A raíz de la decisión de Edison de cerrar de forma permanente las Unidades 2 y 3 de SONGS, Edison inició la fase de desmantelamiento de la central. Esperamos que la mayoría de los trabajos llevarán 10 años después de la recepción de todos los permisos requeridos. El permiso de urbanización de costas, último permiso que se requiere obtener, se emitió en octubre de 2019. En diciembre de 2019, la Fundación Samuel Lawrence presentó una petición de recurso en virtud de la Ley Costera de California ante el Tribunal Superior de L.A., con lo que buscaba invalidar este permiso y obtener una medida precautoria para detener las obras de desmantelamiento. En septiembre de 2020, la Fundación Samuel Lawrence presentó otra petición de recurso en virtud de la Ley Costera de California ante el Tribunal Superior de L.A., con la que buscaba anular la aprobación del CCC en julio de 2020 del plan de inspección y mantenimiento para los contenedores de SONGS, y obtener una medida precautoria para detener las obras de desmantelamiento. Las grandes obras de desmantelamiento comenzaron en 2020 y no han sido interrumpidas por las peticiones de recurso presentadas por la Fundación Samuel Lawrence. El desmantelamiento de la Unidad 1, la cual cesó sus servicios en 1992, está en gran medida terminado. Las obras restantes para la Unidad 1 se concluirán una vez que se desmantelen las Unidades 2 y 3 y se retire del sitio el combustible irradiado. El combustible irradiado actualmente se almacena in situ hasta que la Secretaría de Energía de los Estados Unidos (DOE) encuentre una instalación de almacenamiento de combustible irradiado y ponga en marcha un programa para la eliminación del combustible, como se discute a continuación. SDG&E es responsable de aproximadamente el 20% de los costos totales de desmantelamiento.



De conformidad con los requisitos y reglamentos estatales y federales, SDG&E cuenta con activos guardados en depósitos en el fideicomiso de desmantelamiento nuclear (NDT) para financiar su parte de los costos de desmantelamiento de las Unidades 1, 2 y 3 de SONGS. Se invierten en el NDT los montos recaudados en tasas para el desarrollo de SONGS, el cual está integrado por fondos fiduciarios administrados externamente. Los montos guardados en depósito en el NDT se invierten conforme a la normativa de la CPUC. SDG&E clasifica los títulos de deuda y capital neto guardados en el NDT como disponibles para su venta. Los activos guardados en el NDT se presentan en los Balances Generales Consolidados de Semptra Energy y SDG&E a valor razonable con los créditos compensatorios registrados en los Pasivos Reglamentarios no circulantes.

A excepción del uso de fondos para la planeación de actividades de desmantelamiento o costos administrativos del NDT, se requiere la aprobación de la CPUC para que SDG&E acceda a los activos del NDT para financiar los costos de desmantelamiento de SONGS para las Unidades 2 y 3. En diciembre de 2020, SDG&E obtuvo la autorización de la CPUC para acceder a los fondos del NDT hasta \$89 millones de dólares para los costos previstos para 2021.

En septiembre de 2020, el Servicio de Rentas Internas de los Estados Unidos (IRS) y la Secretaría de Hacienda del mismo país publicaron reglamentos definitivos que aclaran la definición de “costos de desmantelamiento nuclear”, que son costos que pueden pagarse o reembolsarse con cargo a un fondo fiduciario calificado. El reglamento final adoptó la mayoría de las disposiciones del reglamento propuesto emitido en diciembre de 2016. El reglamento final se aplica a los años impositivos que terminan el 4 de septiembre de 2020 o después de esa fecha y confirman que la definición de “costos de desmantelamiento nuclear” incluye montos relacionados con el almacenamiento de combustible nuclear irradiado en las instalaciones independientes para el almacenamiento de combustible irradiado (ISFSI) tanto in situ como fuera del sitio.

En el reglamento final también se aclara que los costos incurridos por las ISFSI que puedan ser o se espera que sean reembolsados por la DOE podrán ser pagados o reembolsados con cargo a un fondo fiduciario calificado. En consecuencia, el reglamento final permite a SDG&E la opción de acceder a fondos fiduciarios calificados para recuperar los costos de almacenamiento de combustible irradiado antes de que Edison acuerde la liquidación final con la DOE respecto al reembolso de estos costos por parte de la DOE. Históricamente, estos costos no se han recuperado oportuna ni completamente con los reembolsos otorgados por la DOE por los costos de almacenamiento de combustible irradiado. A continuación, se discute la responsabilidad de la DOE por el combustible nuclear irradiado.





## Fideicomisos de desmantelamiento nuclear

En el siguiente cuadro se muestran los valores justos, y las ganancias y pérdidas brutas no realizadas para los valores guardados en depósito en el NDT. Proporcionamos revelaciones adicionales de valor razonable para el NDT en la Nota 12.

### FIDEICOMISOS DE DESMANTELAMIENTO NUCLEAR

(En millones de dólares)

	Costo	Ganancias brutas no realizadas	Pérdidas brutas no realizadas	Valor razonable estimado
<b>Al 31 de diciembre de 2020:</b>				
Títulos de deuda:				
Títulos de deuda emitidos por la Secretaría de Hacienda de Estados Unidos, y otras paraestatales y organismos gubernamentales de Estados Unidos <sup>(1)</sup>	\$ 64	\$ 1	\$ —	\$ 65
Bonos municipales <sup>(2)</sup>	308	18	—	326
Otros títulos <sup>(3)</sup>	253	17	—	270
Total de títulos de deuda	625	36	—	661
Títulos de capital	112	254	(2)	364
Efectivo y equivalentes de efectivo	3	—	—	3
Cuentas por cobrar (cuentas por pagar), neto	(9)	—	—	(9)
Total	\$ 731	\$ 290	\$ (2)	\$ 1,019
<b>Al 31 de diciembre de 2019:</b>				
Títulos de deuda:				
Títulos de deuda emitidos por la Secretaría de Hacienda de los Estados Unidos, y otras paraestatales y organismos del gobierno de Estados Unidos	\$ 57	\$ —	\$ —	\$ 57
Bonos municipales	270	12	—	282
Otros títulos	218	9	(1)	226
Total de títulos de deuda	545	21	(1)	565
Títulos de capital	176	339	(6)	509
Efectivo y equivalentes de efectivo	16	—	—	16
Cuentas por cobrar (cuentas por pagar), neto	(8)	—	—	(8)
Total	\$ 729	\$ 360	\$ (7)	\$ 1,082

(1) Las fechas de vencimiento son 2022-2051.

(2) Las fechas de vencimiento son 2021-2056.

(3) Las fechas de vencimiento son 2021-2072.

En el siguiente cuadro se muestran el producto procedente de las ventas de títulos en el NDT, así como las ganancias y pérdidas brutas realizadas sobre esas ventas.

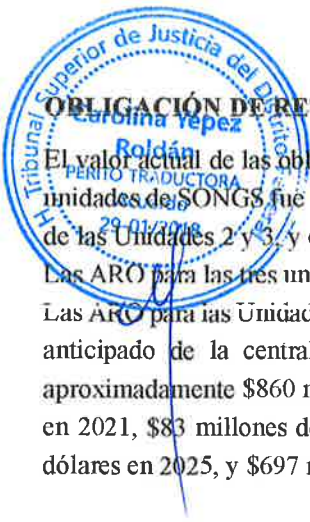
### VENTAS DE VALORES EN EL NDT

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Producto de las ventas	\$ 1,439	\$ 914	\$ 890
Ganancias brutas realizadas	156	24	42
Pérdidas brutas realizadas	(17)	(5)	(10)

Las ganancias y pérdidas netas no realizadas, así como las ganancias y pérdidas realizadas que se reinvierten en el NDT se incluyen en Pasivos Reglamentarios no circulantes en los Balances Generales Consolidados de Sempra Energy y SDG&E. Determinamos el costo de los títulos en los fideicomisos a partir de la identificación específica.





## **OBLIGACIÓN DE RETIRO DE ACTIVOS Y COMBUSTIBLE NUCLEAR IRRADIADO**

El valor actual de las obligaciones de retiro de activos (ARO) de SDG&E relacionadas con los costos de desmantelamiento de las unidades de SONGS fue de \$579 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020. Ese monto incluye el costo del desmantelamiento de las Unidades 2 y 3, y el costo restante para completar el desmantelamiento de la Unidad 1, la cual está en su mayoría completa. Las ARO para las tres unidades se basan en un estudio de costos elaborado en 2017 que está pendiente de aprobación por la CPUC. Las ARO para las Unidades 2 y 3 reflejan la aceleración del inicio del desmantelamiento de estas unidades como resultado del cierre anticipado de la central. La participación de SDG&E en los costos totales de desmantelamiento en dólares 2020 es de aproximadamente \$860 millones de dólares. Esperamos que los pagos sin descuento de SDG&E sean de \$110 millones de dólares en 2021, \$83 millones de dólares en 2022, \$63 millones de dólares en 2023, \$45 millones de dólares en 2024, \$44 millones de dólares en 2025, y \$697 millones de dólares en adelante.

## **DEPARTAMENTO PARA LA ELIMINACIÓN DE COMBUSTIBLE DE ENERGÍA NUCLEAR DE LOS ESTADOS UNIDOS**

El combustible nuclear irradiado de SONGS se almacena actualmente in situ en una ISFSI con licencia de la NRC. En octubre de 2015, el CCC aprobó la solicitud de Edison para ampliar la ISFSI. La expansión de la ISFSI inició la construcción en 2016 y el traslado del combustible nuclear gastado de las Unidades 2 y 3 al ISFSI comenzó en 2018 y se concluyó en agosto de 2020. La ISFSI operará hasta 2049, cuando se supone que la DOE habrá tomado la custodia de todo el combustible irradiado SONGS. La ISFSI sería entonces dado de baja, y el sitio restaurado a su estado ambiental original. Hasta entonces, los propietarios de SONGS son responsables del almacenamiento provisional del combustible nuclear gastado en SONGS.

En la Ley de Política de Residuos Nucleares de 1982 se hizo responsable a la DOE de aceptar, transportar y disponer del combustible nuclear gastado. No obstante, es incierto cuando la DOE comenzará a aceptar combustible nuclear gastado de SONGS. Este retraso dará lugar a un aumento de los costos para el almacenamiento de combustible irradiado. En noviembre de 2019, Edison presentó una demanda por costos de gestión del combustible irradiado en el Tribunal de Reclamaciones Federales de Estados Unidos para el período comprendido entre enero de 2017 y julio de 2018. No está claro cuándo Edison perseguirá los reclamos de litigio por los costos de administración del combustible irradiado incurridos a partir del 1 de agosto de 2018. SDG&E seguirá apoyando a Edison en su búsqueda de reclamos en nombre de los copropietarios de SONGS contra la DOE por su falta de aceptación oportuna del combustible nuclear gastado.

## **SEGURO NUCLEAR**

SDG&E y los demás propietarios de SONGS cuentan con un seguro para cubrir reclamaciones por incidentes de responsabilidad nuclear que surjan en SONGS. Actualmente, este seguro proporciona \$450 millones de dólares en límites de cobertura, el monto máximo disponible, incluyendo cobertura por actos de terrorismo. Además, la Ley Price-Anderson proporciona una cobertura adicional de \$110 millones de dólares. Si se produce una pérdida de responsabilidad nuclear en SONGS y supera el límite de seguro de \$450 millones de dólares, esta cobertura adicional estaría disponible para proporcionar un total de \$560 millones de dólares en límites de cobertura por incidente.

Derivado de las evaluaciones de cobertura actualizadas, los propietarios de SONGS cuentan con un seguro de daños a bienes nucleares de \$130 millones de dólares, lo que supera los requisitos mínimos federales de \$50 millones de dólares. Esta cobertura de seguro se brinda a través del NEIL. Las políticas del NEIL tienen exclusiones y limitaciones específicas que pueden resultar en una reducción de la cobertura. Los afiliados asegurados como grupo están sujetos a evaluaciones retrospectivas de primas para cubrir las pérdidas sufridas por el NEIL conforme a todas las pólizas emitidas. Podría evaluarse a SDG&E hasta \$3.5 millones de primas retrospectivas basadas en las reclamaciones globales de los miembros.

El programa de seguros de bienes nucleares incluye un límite de pérdidas totales de la industria para actos de terrorismo no certificados (según lo definido por la Ley de Seguro de Riesgos de Terrorismo) de \$3.24 mil millones de dólares. Esta es la cantidad máxima que se pagará a los asegurados que sufran pérdidas o daños por estos actos terroristas no certificados.



## NOTA 16 COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

### PROCEDIMIENTOS LEGALES

Devengamos pérdidas por un procedimiento legal cuando es probable que se haya incurrido en una pérdida y el monto de la pérdida pueda estimarse razonablemente. Ahora bien, las incertidumbres inherentes a los procedimientos legales dificultan estimar razonablemente los costos y efectos de resolver estos asuntos. En consecuencia, los costos reales incurridos pueden diferir significativamente de los montos devengados, y pueden exceder la cobertura de seguro aplicable y podrían afectar de manera importante a nuestro negocio, flujos de efectivo, resultados de operaciones, situación financiera y perspectivas. A menos que se indique lo contrario, no podemos estimar pérdidas razonablemente posibles que excedan de las cantidades devengadas.

Al 31 de diciembre de 2020, los devengos por contingencia de pérdidas por asuntos jurídicos, incluidos honorarios legales asociados y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga, que son probables y estimables fueron de \$616 millones para Sempra Energy Consolidado y \$471 millones de dólares para SoCalGas. Los montos para Sempra Energy Consolidado y SoCalGas incluyen \$445 millones para asuntos relacionados con la Fuga, que mencionamos a continuación. Mencionamos nuestra política en materia de devengo de honorarios de abogados en la Nota 1.

#### *SoCalGas*

##### *Fuga de gas de la instalación de almacenamiento de gas natural Canyon Aliso*

Del 23 de octubre de 2015 al 11 de febrero de 2016, SoCalGas experimentó una fuga de gas natural de uno de los pozos de inyección y extracción, SS25, en su instalación de almacenamiento de gas natural Aliso Canyon, en el condado de Los Ángeles. Según se describe a continuación en “Litigios Civiles y Penales” y “Procedimientos Regulatorios”, se han iniciado numerosas demandas, investigaciones y procedimientos reglamentarios en respuesta a la Fuga, lo que resulta en costos significativos, que junto con otros costos relacionados con fugas se analizan a continuación en “Estimaciones de Costos, Impacto Contable y Seguros.”

**Litigio Civil y Penal.** Al 22 de febrero de 2021, existen 395 demandas sin resolver, incluyendo aproximadamente 36 mil actores, contra SoCalGas relacionadas con la Fuga, algunas de las cuales también han nombrado Sempra Energy. Todos estos casos, aparte de un asunto interpuesto por el Fiscal de Distrito del Condado de Los Ángeles y la acción colectiva federal que se menciona a continuación, se coordinan ante un solo tribunal en el Tribunal Superior de LA para la administración previa a la audiencia de pruebas.

En noviembre de 2017, en el procedimiento coordinado, personas físicas y personas morales presentaron una Tercera demanda modificada y consolidada de un asunto principal para juicios de personas físicas, a través de la cual se gestionarán sus demandas por separado con fines previos a la audiencia de pruebas. En la denuncia consolidada se hacen valer los hechos base de la acción por negligencia, negligencia per se, molestia privada y pública (continua y permanente), allanamiento, condena inversa, responsabilidad objetiva, angustia emocional negligente e intencional, ocultamiento fraudulento, pérdida de consorcio, muerte imprudencial y violaciones a la Proposición 65 en contra de SoCalGas y Sempra Energía. En la denuncia consolidada tiene como intención reclamar daños compensatorios y punitivos por daños en sus personas, salarios caídos y/o lucro cesante, daños patrimoniales y disminución en el valor patrimonial, medidas precautorias, costos de monitoreo médico futuro, sanciones civiles (incluidas sanciones asociadas a la Proposición 65 reclamaciones que reclaman la violación de requisitos para advertir sobre ciertos riesgos químicos), y honorarios de abogados. Se pospuso el juicio inicial programado anteriormente para junio de 2020 para un reducido grupo de actores que se seleccionaron aleatoriamente, con una nueva fecha de juicio aún por determinar por el tribunal.

En enero de 2017, se presentaron dos denuncias colectivas consolidada contra SoCalGas y Sempra Energy, una a nombre de una supuesta clase de personas y negocios que poseen o dan en arrendamiento bienes inmuebles dentro de un radio de cinco millas del pozo (la Demanda Colectiva por Bienes), y una segunda en nombre de una supuesta clase de todas las personas y entidades que realicen negocios a menos de cinco millas de la instalación (la Demanda Colectiva Empresarial). La Demanda Colectiva por Bienes



hace valer reclamos por responsabilidad objetiva por actividades ultra peligrosas, negligencia, negligencia per se, violación a la Ley de Competencia Desleal de California, allanamiento, molestia pública y privada permanente y continua, y condena inversa. En la Demanda Colectiva Empresarial se hace valer una demanda por violación a la Ley de Competencia Desleal de California. Ambas denuncias buscan daños compensatorios, conforme a la ley y punitivos, medidas precautorias y honorarios de abogados.

Tres promotores inmobiliarios presentaron denuncias en julio y octubre de 2018 contra SoCalGas y Sempra Energy alegando hechos base de la acción por responsabilidad objetiva, negligencia per se, negligencia, continuas molestias, molestia permanente y violación a la Ley de Competencia Desleal de California, así como reclamaciones por negligencia en contra de ciertos consejeros de SoCalGas. En las denuncias se buscan daños compensatorios, por ley y punitivos, medidas precautorias y honorarios de abogados.

En octubre de 2018 y enero de 2019, se presentaron denuncias en nombre de 51 bomberos que se ubicaban cerca de la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon quienes alegan que resultaron lesionados por exposición a químicos liberados durante la Fuga. En las denuncias contra SoCalGas y Sempra Energy se aseveran hechos base de la acción por negligencia, negligencia per se, molestia privada y pública (continua y permanente), allanamiento, condena inversa, responsabilidad objetiva, angustia emocional negligente e intencional, ocultamiento fraudulento y pérdida de consorcio. En las denuncias se pretende obtener el pago de daños compensatorios y punitivos por daños a sus personas, salarios caídos y/o lucro cesante, daños patrimoniales y depreciación en el valor patrimonial, y honorarios de abogados.

Se presentaron cuatro demandas de daños derivadas de las acciones de un tercero de accionistas alegando incumplimiento de deberes fiduciarios en contra de ciertos funcionarios y ciertos consejeros de Sempra Energy y/o SoCalGas. Tres de dichas demandas se unieron en una Demanda de Accionista Modificada Consolidada Derivada de los actos de Terceros, la cual se desechó en enero de 2021. También se desechó la demanda restante, pero se dio autorización a los actores para modificar su denuncia.

Además, en julio de 2017 se presentó una demanda colectiva federal de clase bursátil por violación de las leyes federales de valores contra Sempra Energy y ciertos de sus funcionarios en el Tribunal de Distrito de Estados Unidos para el Distrito Sur de California. En marzo de 2018, el tribunal desechó la acción. Los actores han apelado su desestimación.

En febrero de 2019, el Tribunal Superior de LA aprobó una transacción entre SoCalGas y la Fiscalía de la Ciudad de Los Ángeles, el Condado de Los Ángeles, la Fiscalía General de California y CARB de tres demandas interpuestas por estas entidades conforme las cuales SoCalGas realizó pagos y acordó brindar financiamiento para proyectos ambientales por un total de \$120 millones de dólares, incluidos \$21 millones de dólares en sanciones civiles, así como otros compromisos relacionados con la seguridad.

En septiembre de 2016, SoCalGas resolvió una denuncia penal menor interpuesta en febrero de 2016 por la Fiscalía del Distrito del Condado de Los Ángeles contra SoCalGas, alegando que no había impugnación a un cargo que no notificó de manera oportuna de la Fuga conforme al Código de Salud y Seguridad de California sección 25510 (a), el código del Condado de los Ángeles sección 12.56.030, y el Título 19 Código de Reglamentos de California sección 2703 (a). En noviembre de 2016, el Tribunal Superior de LA aprobó el acuerdo y dictó sentencia sobre el cargo de la notificación. En virtud del acuerdo, SoCalGas pagó una multa de \$75 mil dólares, \$233,500 dólares en sanciones, y \$246,673 dólares para reembolsar costos incurridos por la División de Salud y Materiales Peligrosos del Departamento de Bomberos del Condado de Los Ángeles, así como compromisos operativos cumplidos estimados en un costo aproximado de \$6 millones de dólares. Ciertas personas físicas que objetaron el arreglo recurrieron al Tribunal de Apelaciones para que se dejará sin efectos la sentencia, conteniendo que se les otorgara la reparación de daño. En julio de 2019, el Tribunal de Apelaciones rechazó la solicitud en parte, pero remitió el asunto al tribunal de primera instancia para dar la oportunidad a los promoventes de probar los daños derivados únicamente del retraso de tres días en informar sobre la fuga. Después de la audiencia, el tribunal de primera instancia negó la reparación de los daños. En diciembre de 2020, la Suprema Corte de California negó la revisión del fallo.

**Procedimientos Normativos.** En enero de 2016, CalGem y la CPUC dirigieron un análisis independiente de la causa raíz técnica de la Fuga que realizará Blade. En mayo de 2019, Blade dio a conocer su informe, que concluyó que la Fuga fue causada por un fallo en la carcasa de producción del pozo debido a la corrosión y que los intentos de detener la Fuga no se realizaron de manera efectiva, pero no identificó ningún caso de incumplimiento por parte de SoCalGas. Blade concluyó que las actividades de cumplimiento de SoCalGas realizadas antes de la Fuga no revelaron indicios de un problema de integridad de la carcasa. Blade opinó, sin embargo, que hubo medidas, ninguna de las cuales era requerida por las reglamentaciones de almacenamiento de gas en su momento, que podrían haberse tomado para ayudar en la pronta identificación de la corrosión y que, en opinión de Blade, habría





prevención o mitigación de la Fuga. El informe también identificó de manera atinada prácticas y reglamentos de seguridad que desde entonces han sido adoptados por CalGem e implementados por SoCalGas, que abordan la mayor parte de la causa raíz de la Fuga identificada durante la investigación de Blade.

En junio de 2019, la CPUC abrió un OII para considerar sanciones contra SoCalGas por la Fuga, que posteriormente bifurcó en dos fases. En la primera fase se considerará si SoCalGas violó la Sección 451 del Código de empresas de servicios públicos de California u otras leyes, órdenes judiciales o decisiones de la CPUC, reglas o requisitos, si SoCalGas se involucró en prácticas irrazonables y/o imprudentes con respecto a su operación y mantenimiento de la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon o sus prácticas de mantenimiento de registros relacionadas, si SoCalGas cooperó suficientemente con el SED y Blade durante la investigación previa formal, y si alguna de las medidas de mitigación propuestas por Blade debería implementarse en la medida que no se haya hecho ya. En noviembre de 2019, el SED, basado en gran medida en el reporte Blade, denunció un total de 330 violaciones, al afirmar que SoCalGas violó la Sección 451 del Código de Servicios Públicos de California y no logró cooperar en la investigación y mantener registros adecuados. Está previsto que las audiencias sobre un subconjunto de temas comiencen en marzo de 2021. En la segunda fase se considerará si se debe sancionar a SoCalGas por la Fuga y qué daños, multas u otras sanciones o sanciones, en su caso, deben imponerse por cualquier violación, prácticas irrazonables o imprudentes, o falta de cooperación suficiente con el SED según determine la CPUC en la primera fase. Además, en la segunda fase se determinarán los montos de diversos costos incurridos por SoCalGas y otras partes que se relacionen con la Fuga y el tratamiento de fijación de tarifas u otra disposición de dichos costos, lo que podría resultar en poca o ninguna recuperación de dichos costos por parte de SoCalGas. SoCalGas ha entablado conversaciones de liquidación con la SED en relación con este procedimiento.

En febrero de 2017, la CPUC abrió un procedimiento conforme a la SB 380 OII para determinar la factibilidad de minimizar o eliminar el uso de la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon sin dejar de mantener la confiabilidad energética y eléctrica para la región, pero excluyendo temas con respecto a la calidad del aire, público salud, causalidad, culpabilidad o responsabilidad de costos respecto a la Fuga. La CPUC emitió una decisión sobre el rango provisional de los niveles de inventario de gas en la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon en noviembre de 2020 con una resolución definitiva que se tomará dentro del procedimiento SB 380 OII. En la primera fase del procedimiento se estableció un marco para los supuestos de modelado hidráulico, costo de producción y económico para la posible reducción del uso o eliminación de la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon. La fase 2 del procedimiento, que evaluará los impactos de reducir o eliminar la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon utilizando el marco y modelos establecidos, comenzó en el primer trimestre de 2019. En diciembre de 2019, la CPUC sumó una tercera fase del procedimiento y contrató a un consultor para que considerara medios alternativos para satisfacer o evitar la demanda de los servicios de la instalación si se eliminara en el marco temporal 2027 o 2045, que actualmente se encuentra en curso.

Si se cerrara permanentemente la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon, o si los futuros flujos de efectivo de su operación fueran insuficientes para recuperar su valor contable, podría resultar en un deterioro de la instalación y costos de operación significativamente mayores a los esperados y/o capital adicional de los gastos, y la confiabilidad del gas natural y la generación eléctrica podrían verse en peligro. Al 31 de diciembre de 2020, la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon tenía un valor contable neto de \$821 millones de dólares. Cualquier deterioro significativo de este activo, o mayores costos de operación y gastos de capital adicionales incurridos por SoCalGas que puedan no ser recuperables en las tarifas de los clientes, podría tener un efecto negativo importante en los resultados de operaciones, situación financiera y flujos de efectivo de SoCalGas y Sempra Energy.

**Estimaciones de Costos, Impacto Contable y Seguros.** SoCalGas ha incurrido en costos significativos por reubicación temporal de residentes de la comunidad; controlar el pozo y detener la Fuga; mitigar el gas natural liberado; comprar gas natural para reemplazar lo que se perdió a través de la Fuga; defender y, en ciertos casos, resolver, litigios civiles y penales derivados de la Fuga; pagar los costos de la respuesta ordenada por el gobierno a la Fuga, incluidos los costos para que Blade realice el análisis de causa raíz descrito anteriormente; responder a diversas investigaciones gubernamentales y dependencias gubernamentales respecto a la Fuga; y cumplir con la mayor regulación impuesta como consecuencia de la Fuga. Al 31 de diciembre de 2020, SoCalGas estima que sus costos relacionados con la Fuga son de \$1,627 millones (la estimación de costos), que incluye \$1,279 millones de costos recuperados o probables de recuperación del seguro. Esta estimación de costos puede aumentar significativamente a medida que se disponga de más información. Se ha pagado una parte sustancial de la estimación de costos, y se acumulan \$451 millones de dólares





como Reserva para Costos de Aliso Canyon 31 de diciembre de 2020 en el Balance General Consolidado de SoCalGas y Sempra Energy.

En 2020, SoCalGas registró \$484 millones de dólares en costos, inclusive costos legales estimados, relacionados con pláticas de negociación con respecto a litigios civiles y asuntos regulatorios descritos anteriormente en "Litigios Civiles y Penales" y "Procesos Regulatorios". De esta cantidad, \$177 millones de dólares se registraron en Seguros por Cobrar para Costos Aliso Canyon en el Balance General Consolidado de SoCalGas y Sempra Energy y \$307 millones de dólares (\$233 millones de dólares después de impuestos) se registraron en Asuntos Litigios y Regulatorios del Aliso Canyon en el Balance General Consolidado de SoCalGas y Sempra Energy de Operaciones. Estas acumulaciones se incluyen en la estimación de costos que describimos anteriormente.

A excepción de las cantidades pagadas o estimadas para solventar ciertas acciones, como se describe en "Litigios Civiles y Penales" y "Procedimientos Regulatorios" anteriores, la estimación de costos no incluye litigios, procedimientos reglamentarios o costos reglamentarios en la medida en que no sea posible predecir en este momento el resultado de estas acciones o estimar razonablemente los costos para defender o resolver las acciones o el monto de los daños, restitución, o multas civiles, administrativas o penales, sanciones, u otros costos o recursos que puedan imponerse o incurrir. En la estimación de costos tampoco se incluyen ciertos otros costos incurridos por Sempra Energy a defenderse contra demandas derivadas de accionistas y otros costos potenciales que actualmente no anticipamos incurrir o que no podemos estimar razonablemente. Estos costos no incluidos en la estimación de costos podrían ser significativos y podrían tener un efecto adverso importante en los flujos de efectivo de SoCalGas y Sempra Energy, la situación financiera y los resultados de las operaciones.

Hemos recibido pagos de seguro por muchos de los costos incluidos en la estimación de costos, incluida la reubicación temporal y costos de procesamiento asociados, gastos de control de pozos, costos de la respuesta que ordenó el gobierno a la Fuga, ciertos costos legales y pérdida de gas. Al 31 de diciembre de 2020, registramos la recuperación esperada de la estimación de costos relacionada con la Fuga de \$445 millones de dólares como Seguro por Cobrar para Costos de Aliso Canyon sobre el Balance General Consolidado de SoCalGas' y Sempra Energy. Este monto es excluyente de retenciones de seguros y \$834 millones de dólares de ingresos de seguros que recibimos hasta el 31 de diciembre de 2020. Pretendemos agotar toda la extensión de nuestra cobertura de seguro por los costos en los que hemos incurrido. Aparte del seguro, para ciertos costos de defensa futuros podemos en los que podamos incurrir, así como responsabilidad de consejeros y funcionarios, hemos agotado todo nuestro seguro en esta materia. Seguimos agotando otras fuentes de cobertura de seguros por costos relacionados con este asunto, pero puede que no tengamos éxito en obtener una recuperación de seguro adicional por alguno de estos costos. Si no somos capaces de asegurar la recuperación adicional del seguro, si no se cobran los costos que hemos registrado como un seguro por cobrar, si hay retrasos en la recepción de recuperaciones del seguro, o si las recuperaciones del seguro están sujetas a impuestos sobre la renta mientras que los costos asociados no son deducibles de impuestos, tales montos, que podría ser significativo, podría tener un efecto adverso importante en los flujos de efectivo de SoCalGas' y Sempra Energy, la situación financiera y los resultados de las operaciones.

## *Sempra México*

### *Energía Costa Azul*

IEEnova ha participado en una controversia de terrenos relacionada con la propiedad adyacente a su Planta ECA Regas que supuestamente se superpone con terrenos propiedad de la Planta ECA Regas (la instalación, sin embargo, no está situada en el terreno que es objeto de esta controversia). Un reclamante del inmueble contiguo presentó denuncias ante el Tribunal Agrario federal impugnando la negativa de la SEDATU en 2006 a emitirle el título por el bien controvertido. En noviembre de 2013, el Tribunal Agrario federal ordenó a la SEDATU expedir el título solicitado y hacer que se registre. La SEDATU y IEEnova impugnaron la resolución debido a la falta de notificación del proceso subyacente. En mayo de 2019, un tribunal federal en México revocó la resolución y ordenó un nuevo juicio.

Otros cuatro casos que involucran dos áreas adyacentes de bienes inmuebles en los que se ubica parte de la Instalación ECA Regas, cada uno de ellos interpuestos por una sola demandante o sus descendientes, siguen pendientes en contra de la planta. La primera área controvertida está sujeta a una demanda en el Tribunal Agrario federal que se encuentra en curso desde 2006, en la que los actores pretenden anular el título patrimonial de una porción del terreno en el que se encuentra ubicada la Planta ECA Regas y obtener la posesión de una parcela diferente que presuntamente se superpone con el sitio de la Planta ECA Regas. La segunda área

controvertida es una parcela adyacente a la Planta ECA Regas que supuestamente se superpone con terrenos en los que se encuentra situada la Planta ECA Regas, la cual está sujeta a una demanda en el Tribunal Agrario y dos demandas en tribunales civiles. El procedimiento del Tribunal Agrario, que pretende que la SEDATU emita título a la actora, se inició en 2013 y las partes están a la espera de una resolución definitiva. Los dos procesos judiciales civiles, que pretenden invalidar el contrato mediante el cual la Planta ECA Regas adquirió la parcela de terreno aplicable en la que se encuentra situada la Planta ECA Regas por considerar que el precio de compra fue presuntamente injusto, avanzan en diferentes etapas. En la primera, iniciada en 2013, un tribunal inferior resolvió a favor de la Planta ECA Regas y la sentencia ha sido apelada por la actora. La misma actora presentó el segundo asunto en materia civil en 2019, que se encuentra en sus etapas iniciales.

Algunas de estas controversias por tierras implican terrenos en los que se proponen situar porciones de las plantas de licuefacción de LNG ECA o en las porciones de la Planta de Regas ECA que serían necesarias para la operación de las instalaciones de licuefacción de LNG propuestas de ECA.

Diversas impugnaciones administrativas están pendientes ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales de México (el organismo mexicano de protección al medio ambiente) y los Tribunales Fiscales y Administrativos Federales, que pretende la revocación de la autorización de impacto ambiental emitida a la Planta ECA Regas en 2003. Estos casos generalmente alegan que las condiciones y medidas de mitigación en la autorización de impacto ambiental son inadecuadas e impugnan las determinaciones de que las actividades de la terminal son congruentes con los lineamientos de desarrollo regional.

En 2018, dos personas que emitieron su reclamación presentaron impugnaciones separadas en el juzgado federal de distrito de Ensenada, Baja California en relación con los permisos de impacto ambiental y social emitidos por cada uno de Secretaría de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) y SENER a ECA LNG autorizando actividades de licuefacción de gas natural en la Planta ECA Regas. En el primer caso, el tribunal dictó una medida provisional en septiembre de 2018. En diciembre de 2018, la ASEA aprobó modificaciones al permiso ambiental que facilitan el desarrollo de la planta de licuefacción de gas natural propuesta en dos fases. En mayo de 2019, el tribunal canceló el requerimiento provisional. El actor apeló la decisión del tribunal por la que se cancelaba el requerimiento, pero no tuvo éxito. Sigue pendiente la impugnación subyacente del reclamante a los permisos. En el segundo caso, se denegó la solicitud inicial de medida precautoria. Esa resolución fue revocada en apelación en enero de 2020, lo que dio como resultado la emisión de un nuevo requerimiento judicial contra los mismos permisos de impacto ambiental y social que ya fueron emitidos por ASEA y SENER. Esta medida precautoria tiene aplicación incierta ausente de aclaración por parte del tribunal. Se encuentra en nueva apelación la revocación y emisión del requerimiento en el segundo caso.

En septiembre de 2020, las partes que reclamaron una participación patrimonial en el terreno en el que se ubica la Planta ECA Regas las instalaciones de licuefacción de LNG propuestas presentaron un procedimiento administrativo ante el Municipio de Ensenada contra el permiso para la construcción del proyecto de exportación de licuefacción en la Planta ECA Regas propuesto. La planta ECA Regas y ECA LNG impugnaron la validez de la reclamación y el Municipio de Ensenada confirmó la validez del permiso de construcción y cerró el procedimiento.

En mayo de 2020, los dos clientes con en su carácter de terceras partes en la Planta ECA Regas, Shell México y Gazprom, aseveraron que una actualización 2019 de los términos y condiciones generales para el servicio en la planta, según lo aprobado por la CRE, dio como resultado un incumplimiento de contrato por parte de IEnova y un evento de fuerza mayor. Citando estas circunstancias, los clientes posteriormente dejaron de hacer pagos de cantidades adeudadas en virtud de sus respectivos acuerdos de almacenamiento y regasificación de LNG. IEnova ha rechazado las aseveraciones de los clientes y ha retirado (y espera seguir retirando) las cartas de crédito que los clientes proporcionaron como garantía de pago. Las partes entablaron pláticas conforme arreglo a los procedimientos de solución de controversias contractuales aplicables sin llegar a una resolución mutuamente aceptable. En julio de 2020, Shell México presentó una solicitud de arbitraje de la controversia y aunque Gazprom se ha sumado al procedimiento, Gazprom ha repuesto los montos retirados de su carta de crédito y ha reanudado los pagos mensuales regulares en virtud de su acuerdo de almacenamiento y regasificación de LNG. IEnova pretende hacer uso de sus reclamos, defensas, derechos y recursos disponibles en el procedimiento arbitral, incluida la pretensión de desestimación de los reclamos de los clientes. Además del procedimiento arbitral, Shell México también interpuso una impugnación constitucional a la aprobación por parte de la CRE de la actualización de los términos y condiciones generales. En octubre de 2020 se denegó la solicitud de Shell México de quedarse con la aprobación de CRE y, posteriormente, Shell México interpuso recurso de esa resolución.

Una o más resoluciones definitivas desfavorables sobre estas controversias o impugnaciones podrían afectar de forma importante y negativa nuestras operaciones de regasificación de gas natural existentes y proyectos de licuefacción de gas natural propuestos en el sitio de la Planta ECA Regas.

#### *Segmento del Gasoducto de Sonora Guaymas-El Oro*

El gasoducto Sonora de IEnova consta de dos segmentos, el segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas, y el segmento Guaymas-El Oro. Cada segmento tiene su propio contrato de servicio con la CFE. En 2015, la tribu yaqui, con excepción de algunos miembros que viven en la comunidad Bácum, otorgó su consentimiento y un convenio de servidumbres por derecho de paso para la construcción del segmento Guaymas-El Oro del gasoducto Sonora que cruza su territorio. Representantes de la comunidad Bácum presentaron una impugnación legal ante el tribunal federal mexicano exigiendo el derecho a retener el consentimiento para el proyecto, el paro de labores en el territorio yaqui y daños. En 2016, el juez otorgó una orden de suspensión que prohibió la construcción de dicho segmento a través del territorio comunitario Bácum. Debido a que el ducto no pasa por la comunidad Bácum, IEnova no creyó que la orden de suspensión de 2016 prohibiera la construcción en lo que resta del territorio yaqui. Se concluyó la construcción del segmento Guaymas-El Oro e iniciaron operaciones comerciales en mayo de 2017.

Después del inicio de operaciones comerciales del segmento Guaymas-El Oro, IEnova reportó daños al segmento Guaymas-El Oro del ducto Sonora en el territorio Yaqui que ha hecho inoperable ese tramo desde agosto de 2017 y, como resultado, IEnova lo declaró una causa de fuerza mayor. En 2017, un tribunal de apelación dictaminó que el alcance de la orden de suspensión de 2016 abarcaba el territorio Yaqui más amplio, lo que ha impedido que IEnova realice reparaciones para volver a poner en servicio el ducto. En julio de 2019, un tribunal federal de distrito resolvió a favor de IEnova y sostuvo que la tribu yaqui fue debidamente consultada y que el consentimiento de la tribu yaqui fue debidamente recibido. Representantes de la comunidad Bácum apelaron esta resolución, provocando que la orden de suspensión impidiera que IEnova reparara los daños al segmento Guaymas-El Oro del ducto Sonora en el territorio Yaqui permanezca en su lugar hasta que se agote el proceso de apelación.

IEnova ejerció sus derechos en virtud del contrato, que incluyó la solicitud de pagos por causa de fuerza mayor por el período de dos años que se requería realizar dichos pagos por causa de fuerza mayor, que finalizó en agosto de 2019.

En julio de 2019, la CFE presentó una solicitud de arbitraje en general para anular ciertos términos contractuales que prevén pagos de capacidad fija en casos de fuerza mayor y elaboró una demanda de daños sustanciales en relación con la causa de fuerza mayor. En septiembre de 2019, el proceso de arbitraje concluyó cuando IEnova y la CFE llegaron a un acuerdo para reiniciar el servicio de transporte de gas natural antes de que concluya la reparación del ducto dañado o el 15 de enero de 2020, y modificar la estructura arancelaria y ampliar el plazo del contrato por 10 años. Posteriormente, IEnova y la CFE acordaron extender la fecha de inicio del servicio al 15 de mayo de 2020 y luego nuevamente al 15 de septiembre de 2020. En el tercer trimestre de 2020, las partes acordaron ampliar aún más la fecha de inicio del servicio hasta el 14 de marzo de 2021. En virtud del acuerdo revisado, la CFE reanudará los pagos sólo cuando se repare el tramo dañado del segmento Guaymas-El Oro del ducto Sonora. Si el ducto no se repara para el 14 de marzo de 2021 y las partes no acuerdan una nueva fecha de inicio del servicio, IEnova conserva el derecho de dar por terminado el contrato e intentar recuperar sus costos razonables y documentados y daños y perjuicios.

Si IEnova es incapaz de realizar dichas reparaciones y reanudar operaciones en el segmento Guaymas-El Oro del ducto Sonora dentro de este plazo o si IEnova da por terminado el contrato y es incapaz de obtener la recuperación, puede haber un impacto negativo importante en los resultados de operaciones y flujos de efectivo de Sempra Energy y nuestra capacidad para recuperar el valor contable de nuestra inversión. Al 31 de diciembre de 2020, el segmento Guaymas-El Oro del ducto Sonora tenía un valor contable neto de \$447 millones de dólares. El segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas del ducto Sonora permanece en pleno funcionamiento y no se ve impactado por estos desarrollos.

#### *Acciones normativas del gobierno mexicano que impactan a las Instalaciones de Energías Renovables*

En abril de 2020, el CENACE de México emitió una orden que afirma que salvaguardaría la red eléctrica nacional de México de las interrupciones que puedan ser causadas por proyectos de energía renovable. El precepto principal de la orden suspende todas las pruebas preoperatorias legalmente requeridas que serían necesarias para que los nuevos proyectos de energía renovable inicien operaciones e impide que dichos proyectos se conecten a la red eléctrica nacional hasta nuevo aviso. Los proyectos de energía renovable de IEnova afectados por la orden interpusieron una protección legal mediante demandas de amparo (demandas de



protección constitucional) y, en junio de 2020, recibieron una medida precautoria hasta que los reclamos sean resueltos por los tribunales. Desde entonces hemos logrado operaciones comerciales en dos proyectos de generación de energía solar, Tepezalá y Don Diego y esperamos lograr operaciones comerciales en Border Solar en el primer semestre de 2021. La segunda fase de ESJ no se ve impactada por la orden judicial porque no está interconectada con la red eléctrica mexicana.

En mayo de 2020, la mexicana SENER publicó una resolución para establecer lineamientos destinados a garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico de la red nacional mediante la reducción de la amenaza que afirma que es causada por la energía limpia e intermitente. Los proyectos de energía renovable de IEnova, incluidos los de construcción y servicio, presentaron demandas de amparo contra la resolución SENER en junio de 2020 y recibieron una medida precautoria en julio de 2020. Además, en junio de 2020, la COFECE, autoridad antimonopolio de México, presentó una denuncia ante la Suprema Corte de Justicia de México contra la resolución de la SENER. El tribunal aceptó la denuncia de la COFECE y, en febrero de 2021, emitió su fallo definitivo en el sentido de que los principales cambios propuestos en la resolución de la SENER son inconstitucionales.

En mayo de 2020, la CRE aprobó una actualización de las tasas de transmisión incluidas en los contratos de energías renovables heredadas y energía de cogeneración, con base en la afirmación de que las tasas de transmisión heredadas no reflejaban costos justos y proporcionales por prestar los servicios aplicables y, por tanto, crearon condiciones inequitativas competitivas. Tres de las plantas de energías renovables de IEnova son actualmente titulares de contratos con tales tasas heredadas, y cualquier aumento en las tasas de transmisión se pasaría directamente a sus clientes. IEnova presentó demandas de amparo por sus instalaciones afectadas y, en agosto de 2020, se le otorgó la medida precautoria.

IEnova y otras empresas afectadas por estas nuevas órdenes judiciales y reglamentos han impugnado los mismos mediante la presentación de demandas de amparo, algunas de las cuales se les ha otorgado la medida precautoria. Las órdenes judiciales dictadas son una pretensión hasta que el Tribunal Federal de Distrito de México resuelva en última instancia los reclamos de amparo. Una resolución final desfavorable sobre estas impugnaciones de amparo, o el potencial de una controversia ampliada, podría impactar nuestra capacidad para completar con éxito la construcción de nuestro proyecto Solar Fronterizo, que aún no está operando comercialmente, o para completar dicha construcción de manera oportuna y dentro de los presupuestos esperados, lo cual puede afectar nuestra capacidad para operar nuestras instalaciones eólicas y solares que ya están en servicio en los niveles existentes o de forma absoluta, y puede afectar negativamente nuestra capacidad para desarrollar nuevos proyectos, cualquiera de los cuales puede tener un impacto adverso importante en nuestros resultados de operaciones y flujos de efectivo y nuestra capacidad para recuperar los valores en libros de nuestras inversiones en energías renovables en México.

En octubre de 2020, la CRE aprobó una resolución para modificar las reglas para la inclusión de nuevos offtaker de los permisos de generación de legado y autoabastecimiento (la Resolución Offtaker), que entró en vigor de inmediato. En la Resolución Offtaker se prohíbe a los titulares de permisos de autoabastecimiento agregar nuevas partes que compra el producto producido por el proyecto o que utiliza los servicios vendidos por el proyecto (offtakers) que no fueron incluidos en los planes originales de desarrollo o expansión, realizar modificaciones a la cantidad de energía asignada a los offtakers nombrados, o incluir centros de carga que han celebrado contratos de suministro conforme a la Ley de la Industria Eléctrica de México. Don Diego Solar y Border Solar (dos de los proyectos de IEnova, el primero de los cuales ha logrado operaciones comerciales y el segundo de los cuales se encuentra actualmente en construcción) y las instalaciones de generación de energía eólica Ventika son titulares de permisos de autoabastecimiento heredados y son impactados por la Resolución Offtaker. Si IEnova no es capaz de obtener protección legal para estas instalaciones impactadas, IEnova espera que venda la capacidad de Border Solar y una porción de la capacidad de Don Diego Solar afectada por la Resolución Offtaker en el mercado al contado. Actualmente, los precios en el mercado al contado son significativamente más bajos que los precios fijos en los PPAs que se ingresaron a través de permisos de autoabastecimiento. IEnova ha interpuesto demandas en contra de la Resolución Offtaker. Actualmente, Border Solar y Don Diego Solar tienen prohibido abastecer energía eléctrica a todos (con respecto a Border Solar) o una parte (con respecto a Don Diego Solar) de sus respectivos offtakers en espera de la resolución definitiva de estas demandas. IEnova está evaluando formas de obtener una medida precautoria que permitirían a Border Solar y a Don Diego Solar suministrar energía eléctrica a sus compensadores en espera de una decisión definitiva en las demandas.





Sempra Energy posee una inversión de método de participación en RBS Sempra Commodities, una sociedad de responsabilidad limitada en proceso de liquidación. RBS, ahora NatWest Markets plc, nuestro socio en la coinversión, pagó unas contribuciones de £86 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$138 millones de dólares en dólares estadounidenses) en octubre de 2014 a HMRC por reclamos de devolución de IVA denegados presentados en relación con la compra de subsidios de crédito de carbono por parte de RBS SEE, filial de RBS Sempra Commodities. Desde entonces, RBS SEE se vendió a J.P. Morgan Chase & Co. y posteriormente a Mercuria Energy Group, Ltd. HMRC aseveró que RBS no tenía derecho a reducir su pasivo por el IVA pagado en ciertas compras de crédito de carbono durante 2009 porque RBS sabía o debería haber sabido que ciertos proveedores de la cadena comercial no trasladaron su propio IVA al HMRC. Después de pagar las contribuciones, RBS presentó un Aviso de Apelación de las contribuciones ante el Tribunal de Primera Instancia. El juicio en la materia, que podría incluir las contribuciones de una pena de hasta el 100% de la cantidad reclamada, está previsto que comience en junio de 2021.

En 2015, los liquidadores presentaron una demanda ante el Tribunal Superior de Justicia contra RBS y Mercuria Energy Europe Trading Limited (los Demandados) en nombre de 10 empresas (las Empresas Liquidadoras) que se dedicaban al comercio de créditos de carbono mediante cadenas que incluían a una empresa que cotizaba directamente con RBS SEE. En el reclamo se alega que la participación de los Demandados en la compra y venta de créditos de carbono dio como resultado que las operaciones de comercio de crédito de carbono de las Empresas Liquidadoras crearan un pasivo de IVA que no pudieron pagar, y que los Demandados estén obligados a prever una indemnización equitativa por ayuda deshonestas y por indemnización en virtud de la Ley de Insolvencia del U.K. de 1986. El juicio sobre el asunto se llevó a cabo en junio y julio de 2018. En marzo de 2020, el Tribunal Superior de Justicia dictó su sentencia a favor de las Empresas Liquidadoras y otorgó daños por aproximadamente £45 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$61 millones de dólares en dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2020), más costos e intereses. En octubre de 2020, el Tribunal Superior de Justicia dictó un auto por el que se otorgaba a los Demandados permiso para apelar su sentencia de marzo de 2020 ante el Tribunal de Apelación, y los Demandados han presentado una solicitud de dicho recurso.

A pesar de que el resultado final tanto del caso del Tribunal Superior de Justicia como del Tribunal de Primera Nivel sigue siendo incierto, registramos \$100 millones de dólares en pérdidas de acciones por nuestra inversión en RBS Sempra Commodities en utilidades por participación en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que representa una estimación de nuestras obligaciones de resolver asuntos fiscales pendientes y costos legales conexos.

#### *Reclamaciones de Asbesto contra afiliadas de EFH*

Ciertas subsidiarias de EFH que adquirimos como parte de la fusión de EFH con una subsidiaria indirecta de Sempra Energy son demandadas en demandas por daños en sus personas presentadas en tribunales estatales en todo Estados Unidos. Al 22 de febrero de 2021, 209 demandas de este tipo no se han resuelto y 77 han sido atendidas. En estos casos se alega enfermedad o muerte como consecuencia de la exposición al asbesto en centrales eléctricas diseñadas y/o construidas por empresas cuyos activos fueron adquiridos por entidades predecesoras a las afiliadas de EFH, y generalmente se hacen valer reclamaciones por defectos de producto, negligencia, responsabilidad objetiva y muerte imprudencial. Estas empresas pretenden obtener los daños y perjuicios compensatorios y punitivos. Adicionalmente, en relación con el procedimiento de quiebra de EFH, se presentaron aproximadamente 28 mil pruebas de reclamaciones en nombre de personas que reclaman exposición al asbesto en circunstancias similares y hacen valer el derecho a presentar dichas demandas en el futuro. Ninguno de estos reclamos o juicio se dieron de baja en el procedimiento de quiebra de EFH. Los costos para defender o resolver estas demandas y el monto de los daños que puedan imponerse o incurrir podrían tener un efecto adverso importante en los flujos de efectivo de Sempra Energy, en la situación financiera y en los resultados de las operaciones.

También somos demandados en litigios ordinarios incidentales de rutina en nuestros negocios, incluidos daños en sus personas, litigios laborales, responsabilidad por producto, daños patrimoniales y otras reclamaciones. En este tipo de casos, los jurados han demostrado una disposición cada vez mayor para otorgar grandes laudos, incluyendo daños punitivos.



## ARRENDAMIENTOS

Carolina Yépez

Koldan

Acuerdo

28-01-2018

Existe un arrendamiento cuando un contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de contraprestación. Determinamos si un contrato es o contiene un arrendamiento al inicio del contrato.

Algunos de nuestros contratos de arrendamiento contienen componentes sin arrendamiento, que representan actividades que transfieren un bien o servicio separado al arrendatario. Como arrendatario tanto para los arrendamientos operativos como para los de financiamiento, hemos elegido combinar los componentes de arrendamiento y no arrendamiento como un único componente de arrendamiento para inmuebles, vehículos de flota, instalaciones generadoras de energía, y ductos, por lo que se contabilizan los pagos fijos o variables asignables al componente de no arrendamiento como parte del pasivo relacionado por arrendamiento y activo ROU. Como arrendador, hemos elegido combinar los componentes de arrendamiento y no arrendamiento como un solo componente de arrendamiento para inmuebles e instalaciones generadoras de energía si el tiempo y el patrón de transferencia de los componentes de arrendamiento y no arrendamiento son los mismos y el componente de arrendamiento se clasificaría como arrendamiento operativo si se contabilizara por separado.

### *Contabilidad del arrendatario*

Contamos con arrendamientos operativos y financieros para bienes muebles e inmuebles (incluido espacio de oficina, terrenos, vehículos de flota, maquinaria y equipo, almacenes, y otras instalaciones operativas) y PPAs con instalaciones de energía renovable y planta de pico.

Algunos de nuestros arrendamientos incluyen opciones para extender los términos del arrendamiento hasta por 20 años, o para dar por terminado el arrendamiento dentro de un año. Nuestros pasivos de arrendamiento y activos ROU se basan en términos de arrendamiento que pueden incluir tales opciones cuando es razonablemente seguro que vamos a ejercer la opción.

Algunos de nuestros contratos son arrendamientos a corto plazo, los cuales tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos al inicio del arrendamiento. No reconocemos un pasivo por arrendamiento o un activo ROU derivado de arrendamientos a corto plazo para todas las clases existentes de activos subyacentes. En tales casos, reconocemos los costos de arrendamiento a corto plazo en línea recta durante el plazo del arrendamiento. Nuestros costos de arrendamiento a corto plazo para el período reflejan razonablemente nuestros compromisos de arrendamiento a corto plazo.

Ciertos de nuestros arrendamientos contienen cláusulas de escalamiento que requieren incrementos anuales en la renta que van de 2% a 4% o con base en el Índice de Precios al Consumidor. Las rentas pagaderas en virtud de estos arrendamientos podrán aumentar en una cantidad fija cada año o en un porcentaje de un año base. Los pagos de arrendamiento variables que se basan en un índice o tasa se incluyen en la medición inicial de nuestro pasivo por arrendamiento y en activo ROU con base en el índice o tasa al inicio del arrendamiento y no se vuelven a medir debido a cambios en el índice o tasa. Por el contrario, los cambios en el índice o tasa se tratan como pagos de arrendamiento variable y se reconocen en el periodo en que se incurre en la obligación por esos pagos.

De igual manera, los PPAs para la compra de energía renovable en SDG&E requieren pagos de arrendamiento basados en una tasa establecida por MWh producida por las instalaciones, y se nos exige adquirir sustancialmente toda la producción de las instalaciones. Se requiere que SDG&E pague cantidades adicionales por cargos de capacidad y compras reales de energía que superen los compromisos mínimos energéticos. En virtud de estos contratos, no reconocemos un pasivo de arrendamiento ni un activo ROU por arrendamientos para los que no haya pagos de arrendamiento fijo. Por el contrario, estos pagos variables de arrendamiento se reconocen por separado como costos variables de arrendamiento. SDG&E estima que estos pagos variables de arrendamiento serán de \$297 millones de dólares en cada uno de 2021 y 2022, \$296 millones de dólares en 2023, \$297 millones de dólares en 2024, 296 millones de dólares en 2025 y \$3,069 millones de dólares en adelante.

A partir de la fecha de inicio del arrendamiento, reconocemos un pasivo de arrendamiento por nuestra obligación de realizar futuros pagos de arrendamiento, que inicialmente medimos al valor actual utilizando nuestra tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento, a menos que la tasa implícita en el arrendamiento sea fácilmente determinable. Determinamos nuestra tasa de endeudamiento incremental con base en la tasa de interés que tendríamos que pagar para pedir prestado, sobre una base de garantía en un plazo similar, un monto igual a los pagos de arrendamiento en un entorno económico similar. También registramos un activo ROU correspondiente, inicialmente igual al pasivo por arrendamiento y ajustado por los pagos de arrendamiento realizados en la fecha del inicio del arrendamiento o antes del mismo, incentivos de arrendamiento, y cualquier costo directo inicial. Probamos



activos ROU para su recuperabilidad siempre que se hayan producido eventos o cambios en circunstancias que puedan afectar la recuperabilidad o la vida útil estimada de los activos ROU.

Para nuestros arrendamientos operativos, nuestras entidades no reglamentadas reconocen un solo costo de arrendamiento en línea recta durante el plazo del arrendamiento en gastos de operación. Las Empresas de Servicios Públicos de California reconocen este costo de arrendamiento único sobre una base que es congruente con la recuperación de dichos costos de acuerdo con los U.S. GAAP que rigen las operaciones reguladas por la tasa.

Para nuestros arrendamientos financieros, el gasto por intereses en el pasivo por arrendamiento y la amortización del activo ROU se contabilizan por separado. Nuestras entidades no reguladas utilizan el método de la tasa de interés efectiva para contabilizar el interés imputado sobre el pasivo de arrendamiento y amortizar el activo ROU en línea recta a lo largo del plazo del arrendamiento. Las Empresas de Servicios Públicos de California reconoce la amortización del activo ROU sobre una base que sea congruente con la recuperación de dichos costos de acuerdo con los U.S. GAAP que rigen las operaciones reguladas por las cuotas.

Nuestros arrendamientos no contienen garantías de valor residual importante, restricciones o convenios.

En el cuadro siguiente se resume la clasificación de los activos ROU y los pasivos por arrendamiento y el plazo de arrendamiento restante promedio ponderado y la tasa de descuento asociados a los arrendamientos operativos y financieros

#### INFORMACIÓN DEL ARRENDATARIO SOBRE EL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

(En millones de dólares)

	Sempra Energía Consolidado		SDG&E		SoCalGas	
			31 de diciembre de			
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
<b>Activos por derecho de uso:</b>						
Arrendamientos operativos:						
Activos por derecho de uso	\$ 543	\$ 591	\$ 102	\$ 130	\$ 74	\$ 94
Arrendamientos financieros:						
Propiedad, planta y equipo	1,429	1,353	1,356	1,326	73	27
Depreciación acumulada	(99)	(64)	(80)	(57)	(19)	(7)
Propiedad, planta y equipo, neto	1,330	1,289	1,276	1,269	54	20
Activos totales por derecho de uso	\$ 1,873	\$ 1,880	\$ 1,378	\$ 1,399	\$ 128	\$ 114
<b>Pasivos de arrendamiento:</b>						
Arrendamientos operativos:						
Otros pasivos corrientes	\$ 52	\$ 52	\$ 27	\$ 27	\$ 18	\$ 18
Créditos diferidos y otros	407	445	73	102	56	75
	459	497	100	129	74	93
Arrendamientos financieros:						
Porción corriente de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	36	26	26	20	10	6
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	1,294	1,263	1,250	1,250	44	13
	1,330	1,289	1,276	1,270	54	19
Total de pasivos por arrendamiento	\$ 1,789	\$ 1,786	\$ 1,376	\$ 1,399	\$ 128	\$ 112
<b>Plazo restante de arrendamiento promedio ponderado (en años):</b>						
Arrendamientos operativos	13	13	6	6	5	6
Arrendamientos financieros	18	19	19	20	7	6
<b>Tasa de descuento promedio ponderada:</b>						
Arrendamientos operativos	5.81 %	6.01 %	3.62 %	3.55 %	2.03 %	3.73 %
Arrendamientos financieros	14.45 %	14.76 %	14.65 %	14.83 %	2.83 %	3.23 %





Los componentes de los costos de arrendamiento fueron los siguientes:

#### INFORMACIÓN DEL ARRENDATARIO SOBRE LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS <sup>(1)</sup>

(En millones de dólares)

	Sempra Energía Consolidado		SDG&E		SoCalGas	
	Ejercicios terminados el 31 de diciembre					
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Costos de arrendamiento operativo	\$ 92	\$ 96	\$ 31	\$ 33	\$ 24	\$ 27
Costos de arrendamiento financiero:						
Amortización de activos ROU <sup>(2)</sup>	35	24	23	18	12	6
Intereses sobre pasivos de arrendamiento	188	173	186	173	2	—
Costos totales de arrendamiento financiero	223	197	209	191	14	6
Costos de arrendamiento a corto plazo <sup>(3)</sup>	7	6	3	2	—	—
Costos variables de arrendamiento <sup>(3)</sup>	477	482	467	471	10	10
Costos totales de arrendamiento	\$ 799	\$ 791	\$ 710	\$ 697	\$ 48	\$ 43

(1) Incluye costos capitalizados en PP&E.

(2) Incluido en O&M, excepto por \$18 millones de dólares en 2020 y \$15 millones de dólares en 2019, que se incluye en Gasto de Amortización y Amortización en Sempra Energy Consolidado y SDG&E.

(3) Los arrendamientos a corto plazo con costos variables de arrendamiento se registran y se presentan como costos variables de arrendamiento.

El efectivo pagado por los montos incluidos en la medición de los pasivos por arrendamiento fue el siguiente:

#### INFORMACIÓN DEL ARRENDATARIO SOBRE LOS ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

(En millones de dólares)

	Sempra Energía		SDG&E		SoCalGas	
	Consolidado					
	Años terminados 31 de diciembre					
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Actividades operativas:						
Efectivo pagado por arrendamientos operativos	\$ 79	\$ 101	\$ 31	\$ 33	\$ 24	\$ 27
Efectivo pagado por arrendamientos financieros	173	173	171	173	2	—
Actividades de financiamiento:						
Efectivo pagado por arrendamientos financieros	35	24	23	18	12	6
Aumento (disminución) en las obligaciones de arrendamiento operativo por activos por derecho de uso	20	585	(1)	158	1	118
Incremento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	77	38	30	16	47	22





En el siguiente cuadro se presenta el análisis de vencimiento de nuestros pasivos por arrendamiento y la conciliación con el valor actual de los pasivos por arrendamiento:

#### ANÁLISIS DEL VENCIMIENTO DE PASIVOS DEL ARRENDATARIO

(En millones de dólares)

31 de diciembre de 2020

	Sempra Energía Consolidado		SDG&E		SoCalGas	
	Arrendamientos operativos	Arrendamientos financieros <sup>(1)</sup>	Arrendamientos operativos	Arrendamientos financieros <sup>(1)</sup>	Arrendamientos operativos	Arrendamientos financieros
2021	\$ 73	\$ 206	\$ 30	\$ 194	\$ 19	\$ 12
2022	64	203	22	194	17	9
2023	55	203	17	194	13	9
2024	51	198	15	189	11	9
2025	40	193	5	185	9	8
A partir de entonces	415	2,465	22	2,453	8	12
Total de pagos de arrendamiento sin descuento	698	3,468	111	3,409	77	59
Menos: intereses imputados	(239)	(2,138)	(11)	(2,133)	(3)	(5)
Total de pasivos por arrendamiento	459	1,330	100	1,276	74	54
Menos: pasivos por arrendamiento circulantes	(52)	(36)	(27)	(26)	(18)	(10)
Pasivos por arrendamiento a largo plazo	\$ 407	\$ 1,294	\$ 73	\$ 1,250	\$ 56	\$ 44

(1) De manera sustancial todos los montos están relacionados con los contratos de energía comprada.

#### Revelaciones de arrendamiento conforme a los U.S. GAAP anteriores

El gasto de renta por arrendamientos operativos fue el siguiente:

#### GASTOS DE RENTA — ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

(En millones de dólares)

	Ejercicio terminado 31 de diciembre de 2018
Sempra Energy Consolidado	\$ 122
SDG&E	27
SoCalGas	41

El cargo anual de amortización de los PPAs contabilizado como arrendamientos de capital tanto en Sempra Energy Consolidado como en SDG&E fue de \$11 millones de dólares en 2018. El cargo anual de depreciación para vehículos de flota y otros activos en 2018 fue de \$8 millones de dólares en Sempra Energy Consolidado, incluidos \$2 millones de dólares en SDG&E y \$6 millones de dólares en SoCalGas.

#### Contabilidad del arrendador

Sempra México es arrendadora de ciertos de sus gasoductos de gas natural y etano, estaciones de compresores e instalaciones de almacenamiento de GLP. Estos arrendamientos operativos expiran en diversas fechas del 2021 al 2039.

Sempra México espera seguir derivando valor de los activos subyacentes asociados a sus ductos tras el final de sus respectivos términos de arrendamiento con base en la vida útil restante esperada, las condiciones esperadas del mercado y los planes para volver a comercializar y volver a contratar los activos subyacentes.

Generalmente, reconocemos los ingresos por arrendamiento operativo en línea recta a lo largo del plazo del arrendamiento y evaluamos el activo subyacente por deterioro. Ciertos de nuestros arrendamientos contienen ajustes de tasa o se basan en tipos de cambio de divisas que pueden resultar en pagos de arrendamiento recibidos que varían en cantidad de un periodo a otro.



Proporcionamos información a continuación para arrendamientos para los cuales somos el arrendador.

#### INFORMACIÓN DE LA ARRENDADORA — SEMPRA ENERGY

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2020	2019
<b>Activos sujetos a arrendamientos operativos:</b>		
Propiedad, planta y equipo <sup>(1)</sup>	\$ 1,092	\$ 1,038
Depreciación acumulada	(228)	(179)
Propiedad, planta y equipo, neto	\$ 864	\$ 859
	Al 31 de diciembre de 2020	
<b>Análisis de vencimiento de los pagos de arrendamiento operativo:</b>		
2021	\$	207
2022		202
2023		202
2024		202
2025		202
A partir de entonces		2,344
Total de flujos de efectivo no descontados	\$	3,359

(1) Incluido en Planta y Equipo — Tuberías y Almacenamiento dentro de las principales categorías funcionales de Propiedad, Planta y Equipo.

#### INFORMACIÓN DEL ARRENDADOR SOBRE LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS — SEMPRA ENERGY

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Pagos de arrendamiento fijo	\$ 195	\$ 200	\$ 194
Pagos de arrendamiento variable	1	6	72
Total de ingresos por arrendamientos operativos <sup>(1)</sup>	\$ 196	\$ 206	\$ 266
Gasto de depreciación	\$ 39	\$ 38	\$ 72

(1) Incluido en Ingresos: Operaciones Relacionadas con la Energía en los Estados de Operaciones Consolidados.

## COMPROMISOS CONTRACTUALES

### Contratos de Gas Natural

SoCalGas tiene la responsabilidad de obtener gas natural tanto para los clientes principales de SDG&E como para los de SoCalGas en una cartera combinada. SoCalGas compra gas natural conforme a contratos a corto y largo plazo para esta cartera a diversas regiones productoras del suroeste de Estados Unidos, U.S. s Rockies y Canadá, principalmente con base en los índices mensuales de ofertas publicados.

SoCalGas transporta gas natural principalmente conforme a contratos de capacidad interestatal firme a largo plazo que prevén cargos anuales de reserva, los cuales se recuperan en tarifas. SoCalGas tiene compromisos con empresas de ductos interestatales para capacidad firme de ductos con contratos que vencen en diversas fechas hasta 2032.

Sempra LNG cuenta con diversos contratos de capacidad para almacenamiento y transporte de gas natural. Los costos de transporte en estos contratos varían en función de la capacidad del ducto.



Los pagos de nuestros contratos de gas natural podrían superar el compromiso mínimo basado en necesidades de cartera. Al 31 de diciembre de 2020, los pagos mínimos futuros en virtud de los contratos de gas natural existentes y de los contratos de almacenamiento y transporte de gas natural son los siguientes:

#### PAGOS MÍNIMOS FUTUROS — SEMPRA ENERGY CONSOLIDADO

(En millones de dólares)

	Almacenamiento y transporte	Gas natural <sup>(1)</sup>	Total <sup>(1)</sup>
2021	\$ 216	\$ 61	\$ 277
2022	203	13	216
2023	189	12	201
2024	166	12	178
2025	131	6	137
A partir de entonces	1,014	—	1,014
Pagos mínimos totales	\$ 1,919	\$ 104	\$ 2,023

(1) Excluye los montos relacionados con el acuerdo de compra de LNG que se menciona a continuación.

#### PAGOS MÍNIMOS FUTUROS — SOCALGAS

(En millones de dólares)

	Transporte	Gas natural	Total
2021	\$ 134	\$ 41	\$ 175
2022	126	—	126
2023	123	—	123
2024	103	—	103
2025	68	—	68
A partir de entonces	359	—	359
Pagos mínimos totales	\$ 913	\$ 41	\$ 954

Los pagos totales en virtud de contratos de gas natural y contratos de almacenamiento y transporte de gas natural, así como los pagos para atender necesidades adicionales de cartera en Sempra Energy Consolidado y SoCalGas fueron los siguientes:

#### PAGOS EN VIRTUD DE CONTRATOS DE GAS NATURAL

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Sempra Energía Consolidado	\$ 989	\$ 1,326	\$ 1,345
SoCalGas	935	1,181	1,169

#### Acuerdo de Compra de LNG

Sempra LNG cuenta con un contrato de compraventa para el suministro de LNG a la Facilidad ECA Regas. El monto del compromiso se calcula utilizando una fórmula predeterminada basada en los precios a plazo estimados del índice aplicable de 2021 a 2029. Si bien este contrato especifica una serie de cargas a entregar, en sus términos, el cliente puede desviar ciertos cargos, lo que reduciría los montos pagados en virtud del acuerdo por Sempra LNG.

Al 31 de diciembre de 2020, los siguientes montos de compromiso de LNG se basan en el supuesto de que se entregan todos los cargos, menos los ya confirmados para ser desconcentrados, conforme al contrato:

#### MONTOS DE COMPROMISO DE LNG

(En millones de dólares)

2021	\$ 320
2022	422
2023	389
2024	386
2025	390
A partir de entonces	1,452
Total	\$ 3,359





Las compras reales de L. NG en 2020, 2019 y 2018 han sido significativamente inferiores al monto máximo proporcionado en virtud del contrato debido a que el cliente optó por desconcentrar cargas según lo permitido por el acuerdo.

### ***Contratos de energía comprada***

Para 2021, SDG&E espera cumplir con sus requerimientos de energía del cliente a partir de los siguientes tipos de recursos:

- Contratos a largo plazo: 28% (de los cuales 27% es proporcionado por contratos de energías renovables que vencen en diversas fechas hasta 2041)
- Otros contratos de generación de energía y contratos de renta de plantas generadora de electricidad propiedad de SDG&E: 43%
- Compras de mercado al contado: 29%

Los pagos de nuestros contratos de energía comprada podrían superar los compromisos mínimos basados en las necesidades energéticas. Al 31 de diciembre de 2020, los pagos mínimos futuros en virtud de contratos de energía comprada a largo plazo para Sempra Energy Consolidado y SDG&E son los siguientes:

PAGOS MÍNIMOS FUTUROS — CONTRATOS ENERGÍA COMPRADA		
(En millones de dólares)		
2021	\$	222
2022		208
2023		173
2024		145
2025		88
A partir de entonces		794
Pagos mínimos totales <sup>(1)</sup>	\$	1,630

(1) Excluye los contratos de compra contabilizados como arrendamientos financieros.

Los pagos de estos contratos representan cargos de capacidad y compras mínimas de energía y transmisión que superan el compromiso mínimo. Se requiere que SDG&E pague cantidades adicionales por compras reales de energía que superen los compromisos mínimos energéticos. SDG&E estima que estos pagos variables serán de \$66 millones de dólares en cada uno de 2021 y 2022, \$67 millones de dólares en 2023, \$65 millones de dólares en 2024, \$66 millones de dólares en 2025 y \$541 millones de dólares en adelante. El total de pagos en virtud de contratos de energía comprada para Sempra Energy Consolidado y SDG&E fue de \$534 millones de dólares en 2020, \$744 millones de dólares en 2019 y \$712 millones de dólares en 2018.

### ***Proyectos de construcción y desarrollo***

Sempra Energy Consolidado cuenta con diversos proyectos de capital en curso en Estados Unidos y México. Nuestros compromisos contractuales totales al 31 de diciembre de 2020 en virtud de estos proyectos son aproximadamente de \$696 millones de dólares, lo que requiere pagos futuros de \$525 millones de dólares en 2021, \$22 millones de dólares en 2022, \$19 millones de dólares en 2023, \$16 millones de dólares en cada uno de 2024 y 2025 y \$98 millones de dólares en adelante. A continuación, se presenta un resumen por segmento de compromisos contractuales y contingencias relacionadas con dichos proyectos.

#### ***SDG&E***

Al 31 de diciembre de 2020, SDG&E tiene compromisos para realizar pagos futuros por \$25 millones de dólares para proyectos de construcción que incluyen:

- \$1 millón de dólares para mejoras de infraestructura para sistemas de transmisión y distribución de gas eléctrico y natural; y
- \$24 millones de dólares relacionados con el manejo del combustible irradiado en SONGS.

SDG&E espera que los pagos futuros en virtud de estos compromisos contractuales sean de \$2 millones de dólares en 2021, \$1 millón de dólares en cada uno de 2022 a 2025 y \$19 millones de dólares en adelante.





Al 31 de diciembre de 2020, Sempra México tiene compromisos para realizar futuros pagos por \$610 millones de dólares para proyectos de construcción que incluyen:

- \$349 millones de dólares para terminales de combustibles líquidos;
- \$249 millones de dólares para gasoductos de gas natural y servicios de mantenimiento continuo; y
- \$12 millones de dólares para proyectos de energías renovables.

Sempra México espera que los pagos futuros en virtud de estos compromisos contractuales sean de \$466 millones de dólares en 2021, \$19 millones de dólares en 2022, \$16 millones de dólares en 2023, \$15 millones de dólares en cada uno de 2024 y 2025 y \$79 millones de dólares en adelante.

#### *Sempra LNG*

Al 31 de diciembre de 2020, Sempra LNG tiene compromisos para realizar pagos futuros por \$61 millones de dólares principalmente para costos de desarrollo de licuefacción de gas natural y proyectos de transporte de gas natural. Sempra LNG espera que los pagos futuros en virtud de estos compromisos contractuales sean de \$57 millones de dólares en 2021, \$2 millones de dólares en cada uno de 2022 y 2023.

### **OTROS COMPROMISOS**

#### *SDG&E*

Mencionamos el seguro nuclear y la eliminación de combustible nuclear relacionado con SONGS en la Nota 15.

En relación con la finalización del proyecto Sunrise Powerlink en 2012, la CPUC requirió que SDG&E estableciera un fondo de mitigación de incendios para minimizar el riesgo de incendio, así como reducir el posible impacto de incendios forestales en residencias y estructuras cercanas al Sunrise Powerlink. Se espera que los pagos futuros por estos compromisos contractuales, por los que se ha registrado un pasivo, sean de \$4 millones de dólares anuales en 2021 hasta 2025 y \$279 millones de dólares en adelante, sujeto a una escalada de 2% anual, por un periodo restante de 40 años. Al 31 de diciembre de 2020, el valor presente de estos futuros pagos de \$121 millones de dólares se ha registrado como activo reglamentario, ya que los montos representan un costo que esperamos se recupere de los clientes en el futuro.

#### *Sempra LNG*

La contraprestación adicional para una solución legal integral de 2006 con el Estado de California para resolver el litigio de Continental Forge incluyó un acuerdo que, por un periodo de 18 años a partir de 2011, Sempra LNG vendería a las Empresas de Servicios Públicos de California, sujeto a la aprobación anual de CPUC, hasta 500 MMBTU por día de LNG regasificado de la Planta Sempra México ECA Regas que no se entrega ni se vende en México al precio indexado a la frontera de California menos \$0.02 dólares por Mmbtu. No se requieren mínimos especificados, y hasta la fecha, Sempra LNG no ha sido requerido para entregar ningún gas natural conforme a este acuerdo.

### **CUESTIONES AMBIENTALES**

Nuestras operaciones están sujetas a leyes ambientales federales, estatales y locales. También estamos sujetos a reglamentaciones relacionadas con desechos peligrosos, calidad del aire y del agua, uso del suelo, eliminación de residuos sólidos y protección de la vida silvestre. Estas leyes y reglamentos requieren que investiguemos y corrijamos los efectos de la liberación o eliminación de materiales en sitios asociados a nuestras operaciones pasadas y presentes. Estos sitios incluyen aquellos en los que hemos sido identificados como PRP conforme a las leyes federales Superfund y leyes estatales similares.



Además, estamos obligados a obtener numerosos permisos gubernamentales, licencias y otras aprobaciones para construir instalaciones y operar nuestros negocios. Los costos relacionados del monitoreo ambiental, los equipos de control de contaminación, los costos de limpieza y las tarifas de emisiones son significativos. El aumento de las preocupaciones nacionales e internacionales en relación con el calentamiento global y las emisiones de mercurio, dióxido de carbono, óxido de nitrógeno y dióxido de azufre podrían dar lugar a requisitos para equipos adicionales de control de la contaminación o tasas de emisiones o impuestos importantes que podrían afectar negativamente a Sempra LNG y Sempra México. Los costos de las empresas de servicios públicos de California para operar sus instalaciones en cumplimiento de estas leyes y reglamentos generalmente se han recuperado en las tarifas de los clientes.

Damos a conocer cualquier procedimiento conforme a leyes ambientales en el que sea parte una autoridad gubernamental cuando las posibles sanciones monetarias, excluyentes de intereses y costos, superen el menor de \$1 millón o 1% del activo circulante, que fue de \$45 millones para Sempra Energy Consolidado, \$16 millones de dólares para SDG&E y \$15 millones de dólares para SoCalGas al 31 de diciembre de 2020.

Mencionamos asuntos ambientales relacionados con la fuga de gas natural en la instalación de almacenamiento de gas natural Aliso Canyon de SoCalGas arriba en “Procedimientos Legales — SoCalGas — Aliso Canyon Instalación de Almacenamiento de Gas Natural Fuga de Gas.”

### Otros Temas Ambientales

Generalmente capitalizamos los costos significativos en los que incurrimos para mitigar o prevenir la contaminación ambiental futura o extender la vida, aumentar la capacidad, o mejorar la seguridad o eficiencia de los bienes utilizados en las operaciones actuales. En el siguiente cuadro se muestran nuestros gastos de capital (incluidos los trabajos de construcción en curso) para cumplir con las leyes y reglamentos ambientales:

GASTOS DE CAPITAL POR TEMAS AMBIENTALES					
(En millones de dólares)					
	Años terminados el 31 de diciembre				
	2020		2019		2018
Sempra Energía Consolidado	\$	76	\$	80	\$ 100
SDG&E		39		39	38
SoCalGas		37		41	62

No hemos identificado ningún tema ambiental significativo fuera de Estados Unidos.

En las empresas de servicios públicos de California, los costos que se relacionan con las operaciones actuales o una condición existente causada por operaciones pasadas se registran generalmente como un activo reglamentario debido a la probabilidad de que estos costos se recuperen en tasas.

Los temas ambientales a los que nos enfrentamos actualmente, a excepción de los relacionados con la fuga de la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon como mencionamos anteriormente o resueltos durante los últimos tres años, incluyen (1) investigación y recuperación de los sitios de gas fabricado por las Empresas de Servicios Públicos de California, (2) limpieza de desechos de terceros, sitios de eliminación utilizados por las empresas de servicios públicos de California en los que hemos sido identificados como PRP y (3) mitigación de daños al medio marino causados por la descarga de agua de enfriamiento-agua de SONGS.



En el siguiente cuadro se muestra el estado al 31 de diciembre de 2020 de los sitios de gas manufacturado por las empresas de servicios públicos de California y los sitios de eliminación de residuos de terceros para los que hemos sido identificados como PRP:

#### SITUACIÓN DE LOS SITIOS AMBIENTALES

	# Sitios completa <sup>(1)</sup>	# Sitios en proceso
<b>SDG&amp;E:</b>		
Sitios de gas manufacturado	3	—
Sitios de eliminación de residuos de terceros	2	1
<b>SoCalGas:</b>		
Sitios de gas manufacturado	39	3
Sitios de eliminación de residuos de terceros	5	2

(1) Puede haber obligaciones de cumplimiento permanentes para los sitios terminados, como inspecciones periódicas, adhesión a los convenios de uso de suelo y monitoreo de la calidad del agua.

Registramos pasivos ambientales cuando nuestra responsabilidad es probable y los costos pueden ser razonablemente estimados. Sin embargo, en muchos casos, las investigaciones aún no se encuentran en una etapa en la que podamos determinar si somos responsables o, si la responsabilidad es probable, estimar razonablemente el monto o rango de montos de los costos. Las estimaciones de nuestra responsabilidad están sujetas además a incertidumbres como la naturaleza y el alcance de la contaminación del sitio, la evolución de los estándares de limpieza y evaluaciones imprecisas de ingeniería. Revisamos periódicamente nuestras acumulaciones y, a medida que avanzan las investigaciones y las limpiezas, realizamos los ajustes necesarios.

En el siguiente cuadro se muestran nuestros pasivos acumulados en materia ambiental al 31 de diciembre de 2020. Del pasivo total, \$9 millones de dólares en SoCalGas se registran de manera descontada, con una tasa de descuento de 1.5%.

#### PASIVOS DEVENGADOS POR MATERIA AMBIENTAL

(En millones de dólares)

	Sitios de gas fabricado-	Sitios de eliminación de desechos -residuos disposición	Sitios de eliminación de desechos peligrosos	Total <sup>(2)</sup>
SDG&E <sup>(3)</sup>	\$ —	\$ 6	\$ 13	\$ 19
SoCalGas <sup>(4)</sup>	36	3	1	40
Otros	—	1	—	1
<b>Total Semptra Energía</b>	<b>\$ 36</b>	<b>\$ 10</b>	<b>\$ 14</b>	<b>\$ 60</b>

(1) Sitios por los que hemos sido identificados como PRP.

(2) Incluye \$11 millones de dólares, \$1 millón de dólares y \$10 millones de dólares clasificados como pasivos circulantes, y \$49 millones de dólares, \$18 millones de dólares y \$30 millones de dólares clasificados como pasivos no circulante en el el Balance General Consolidado de Semptra Energy, SDG&E y SoCalGas, respectivamente.

(3) No incluye la responsabilidad de SDG&E por mitigación del medio marino de SONGS.

(4) No incluye la responsabilidad de SoCalGas en materia ambiental por la Fuga. Mencionamos asuntos relacionados con la Fuga arriba en "Procedimientos Legales — SoCalGas — Alisto Canyon Instalación de Almacenamiento de Gas Natural Fuga de Gas".

En relación con la expedición de permisos de operación, SDG&E y los demás propietarios de SONGS llegaron previamente a un acuerdo con el CCC para mitigar los daños al medio marino causados por la descarga de agua refrigerante de SONGS durante su operación. El retiro anticipado de SONGS, descrito en la Nota 15, no reduce la obligación de mitigación de SDG&E. La participación de SDG&E en los costos estimados de mitigación es de \$84 millones de dólares, de los cuales \$47 millones de dólares se han incurrido hasta el 31 de diciembre de 2020 y \$37 millones de dólares se devengan por los costos restantes hasta 2053, que es recuperable en tasas e incluido en Activos Reglamentarios no circulante sobre el balance general consolidado de Semptra Energy y SDG&E.

Esperamos que los pagos futuros relacionados con nuestros pasivos ambientales de manera no contada sean de \$12 millones de dólares de dólares en 2021, \$16 millones de dólares en 2022, \$3 millones de dólares en 2023, \$6 millones de dólares en 2024, \$3 millones en 2025 y \$58 millones de dólares en adelante.





## NOTA 17 INFORMACIÓN DE SEGMENTO

Contamos con cinco segmentos de los que se debe informar que se administran de forma independiente de la siguiente manera:

- SDGE brinda servicio eléctrico a los condados de San Diego y al sur de Orange y servicio de gas natural al condado de San Diego.
- SoCalGas es una empresa de distribución de gas natural, que atiende a clientes en la mayor parte del sur de California y parte del centro de California.
- Sempra Texas Utilities posee nuestra inversión en Oncor Holdings, que posee una participación del 80.25% en Oncor, una empresa reglamentada de transmisión y distribución eléctrica que atiende a clientes de las regiones centro-norte, este, oeste y en las regiones salientes de Texas; y nuestra participación indirecto, del 50% en Sharyland Holdings, que es propietaria de Sharyland Utilities, una empresa reglamentada de transmisión eléctrica que atiende a clientes cercanos a la frontera entre Texas y México. Según mencionamos en la Nota 5, adquirimos nuestra inversión en Sharyland Holdings en mayo de 2019.
- Sempra México desarrolla, posee y opera, o tiene intereses en, infraestructura de gas natural, eléctrico, LNG, GLP, etano y combustibles líquidos, y cuenta con operaciones de comercialización para la compra de LNG y la compra y venta de gas natural en México.
- Sempra LNG desarrolla y construye instalaciones de exportación de licuefacción de gas natural, tiene participación en una instalación para la exportación de LNG, posee y opera gasoductos de gas natural, y compra, vende y transporta gas natural a través de sus operaciones de comercialización, todo dentro de Estados Unidos y México. En febrero de 2019, concluimos la venta de nuestros activos de almacenamiento de gas natural en Mississippi Hub y Bay Gas.

En abril de 2019, Sempra Renewables concluyó la venta de sus activos cíclicos e inversiones restantes. Al finalizar esta venta, las actividades comerciales nominales restantes en Sempra Renewables se integraron en la Matriz y otros y el segmento Sempra Renewables dejó de existir. En los cuadros que figuran a continuación se incluyen montos de Sempra Renewables hasta el cese del segmento.

Según mencionamos en la Nota 5, la información financiera relacionada con nuestros negocios que constituyeron el segmento Sempra South American Utilities se presenta como operaciones discontinuas para todos los periodos presentados. En la información de los cuadros siguientes se excluyen los montos de las operaciones discontinuas a menos que se indique otra cosa. Terminamos las ventas de nuestras operaciones discontinuas en el segundo trimestre de 2020.

Evaluamos el desempeño de cada segmento en función de su aportación a las utilidades reportadas y flujos de efectivo de Sempra Energy. Las empresas de servicios públicos de California operan en territorios de servicios esencialmente separados, conforme a marcos normativos independientes y estructuras de tarifas establecidas por la CPUC y la FERC. Describimos las políticas contables de todos nuestros segmentos en la Nota 1.

El costo de los servicios comunes compartidos por los segmentos de negocio se asigna directamente o se asigna con base en diversos factores de costo, dependiendo de la naturaleza del servicio prestado. Los ingresos y gastos por intereses se registran en los préstamos interempresariales. En la consolidación se eliminan los saldos del préstamo y los intereses afines.

En los siguientes cuadros se muestra información seleccionada por segmento de nuestros Estados Consolidados de Resultados y el Balance General Consolidado s. Proporcionamos información sobre nuestras inversiones en método de participación por segmento en la Nota 6. Los montos señalados como “Todos los demás” en las siguientes tablas se refieren principalmente a actividades de organizaciones matrices e incluyen ciertos montos nominales de nuestros negocios sudamericanos que no cumplieron con los requisitos para recibir el tratamiento de operaciones discontinuas.





# INFORMACIÓN DE SEGUIMIENTO

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>INGRESOS</b>			
SDG&E	\$ 5,313	\$ 4,925	\$ 4,568
SoCalGas	4,748	4,525	3,962
Sempra México	1,256	1,375	1,376
Sempra LNG	374	410	472
Sempra Renewables	—	10	124
Todos los demás	2	3	—
Ajustes y eliminaciones	(3)	(3)	(3)
Ingresos intersegmentos <sup>(1)</sup>	(320)	(416)	(397)
<b>Total</b>	<b>\$ 11,370</b>	<b>\$ 10,829</b>	<b>\$ 10,102</b>
<b>GASTOS POR INTERESES</b>			
SDG&E <sup>(2)</sup>	\$ 413	\$ 411	\$ 221
SoCalGas	158	141	115
Sempra México	132	119	120
Sempra LNG	43	35	21
Sempra Renewables	—	3	19
Todos los demás	389	450	496
Eliminaciones intercompañía	(54)	(82)	(106)
<b>Total</b>	<b>\$ 1,081</b>	<b>\$ 1,077</b>	<b>\$ 886</b>
<b>INGRESOS POR INTERESES</b>			
SDG&E	\$ 2	\$ 4	\$ 4
SoCalGas	2	2	2
Sempra México	60	78	65
Sempra LNG	81	61	49
Sempra Renewables	—	11	12
Todos los demás	7	4	14
Eliminaciones intercompañía	(56)	(73)	(61)
<b>Total</b>	<b>\$ 96</b>	<b>\$ 87</b>	<b>\$ 85</b>
<b>DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN</b>			
SDG&E	\$ 801	\$ 760	\$ 688
SoCalGas	654	602	556
Sempra México	189	183	175
Sempra LNG	9	10	26
Sempra Renewables	—	—	27
Todos los demás	13	14	19
<b>Total</b>	<b>\$ 1,666</b>	<b>\$ 1,569</b>	<b>\$ 1,491</b>
<b>GASTO DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA (BENEFICIO)</b>			
SDG&E	\$ 190	\$ 171	\$ 173
SoCalGas	96	120	92
Sempra Texas Utilities	1	—	—
Sempra México	57	227	185
Sempra LNG	92	(5)	(435)
Sempra Renewables	—	4	71
Todos los demás	(187)	(202)	(135)
<b>Total</b>	<b>\$ 249</b>	<b>\$ 315</b>	<b>\$ (49)</b>



# INFORMACIÓN DEL SEGMENTO (CONTINUACIÓN)

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre o al 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>UTILIDADES (PÉRDIDAS) ATRIBUIBLES A ACCIONES ORDINARIAS</b>			
SDG&E	\$ 824	\$ 767	\$ 669
SoCalGas	504	641	400
Sempra Texas Utilities	579	528	371
Sempra México	259	253	237
Sempra LNG	320	(6)	(617)
Sempra Renewables	—	59	328
Operaciones descontinuadas	1,840	328	156
Todos los demás	(562)	(515)	(620)
<b>Total</b>	<b>\$ 3,764</b>	<b>\$ 2,055</b>	<b>\$ 924</b>
<b>GASTOS POR PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO</b>			
SDG&E	\$ 1,942	\$ 1,522	\$ 1,542
SoCalGas	1,843	1,439	1,538
Sempra México	611	624	368
Sempra LNG	268	112	31
Sempra Renewables	—	2	51
Todos los demás	12	9	14
<b>Total</b>	<b>\$ 4,676</b>	<b>\$ 3,708</b>	<b>\$ 3,544</b>
<b>ACTIVOS</b>			
SDG&E	\$ 22,311	\$ 20,560	\$ 19,225
SoCalGas	18,460	17,077	15,389
Sempra Texas Utilities	12,542	11,619	9,652
Sempra México	10,752	9,938	9,165
Sempra LNG	2,205	3,901	4,060
Sempra Renewables	—	—	2,549
Operaciones descontinuadas	—	3,958	3,718
Todos los demás	1,209	749	1,070
Cuentas por cobrar intersegmentos	(856)	(2,137)	(4,190)
<b>Total</b>	<b>\$ 66,623</b>	<b>\$ 65,665</b>	<b>\$ 60,638</b>
<b>INFORMACIÓN GEOGRÁFICA</b>			
<b>Activos de larga duración <sup>(3)</sup>:</b>			
Estados Unidos	\$ 46,902	\$ 43,719	\$ 40,611
México	6,929	6,355	5,800
<b>Total</b>	<b>\$ 53,831</b>	<b>\$ 50,074</b>	<b>\$ 46,411</b>
<b>Ingresos <sup>(4)</sup>:</b>			
Estados Unidos	\$ 10,205	\$ 9,574	\$ 8,840
México	1,165	1,255	1,262
<b>Total</b>	<b>\$ 11,370</b>	<b>\$ 10,829</b>	<b>\$ 10,102</b>

(1) Los ingresos por segmentos reportables incluyen ingresos intersegmentos de \$5 millones de dólares, \$88 millones de dólares, \$91 millones de dólares y \$136 millones de dólares para 2020; \$5 millones de dólares, \$69 millones de dólares, \$120 millones de dólares y \$222 millones de dólares para 2019; y \$4 millones de dólares, \$64 millones de dólares, \$114 millones de dólares y \$215 millones de dólares para 2018 para SDG&E, SoCalGas, Sempra México y Sempra LNG, respectivamente.

(2) De acuerdo con la aplicación de la norma de arrendamiento el 1 de enero de 2019, de forma prospectiva, ahora se presenta una parte importante de los costos de arrendamiento financiero para los PPAs que históricamente se han presentado en Costo de Combustible Eléctrico y Energía Comprada en Gasto de Interés.

(3) Incluye PP&E netos e inversiones

(4) Los montos se basan en el lugar donde se originaron los ingresos, después de las eliminaciones interempresariales



## NOTA A LOS DATOS FINANCIEROS TRIMESTRALES (NO AUDITADOS)

Proporcionamos información financiera trimestral para Semptra Energy Consolidado, SD-G&E y SoCalGas a continuación:

SEMPTRA ENERGÍA		Trimestres terminados			
(En millones, excepto los montos por acción)		31 de marzo	30 de junio	septiembre 30	Diciembre 31
<b>2020:</b>					
Ingresos	\$	3,029	\$ 2,526	\$ 2,644	\$ 3,171
Gastos y otros ingresos	\$	2,632	\$ 2,063	\$ 2,443	\$ 2,743
Ingresos por operaciones continuas, neto del impuesto sobre la renta	\$	867	\$ 528	\$ 428	\$ 432
Ingresos (pérdida) por operaciones discontinuas, neto del impuesto sobre la renta		80	1,777	(7)	—
Ingresos netos	\$	947	\$ 2,305	\$ 421	\$ 432
Ganancias atribuibles a acciones ordinarias	\$	760	\$ 2,239	\$ 351	\$ 414
Utilidad por acción básica <sup>(1)</sup> :					
Ganancias por operaciones continuas	\$	2.35	\$ 1.58	\$ 1.23	\$ 1.43
Ganancias (pérdidas) por operaciones discontinuadas	\$	0.25	\$ 6.06	\$ (0.02)	\$ —
Ganancias	\$	2.60	\$ 7.64	\$ 1.21	\$ 1.43
Acciones ordinarias ponderadas en circulación		292.8	293.1	289.5	289.0
Utilidad por acción diluida <sup>(1)</sup> :					
Ganancias por operaciones continuas <sup>(2)</sup>	\$	2.30	\$ 1.58	\$ 1.23	\$ 1.43
Ganancias (pérdidas) por operaciones discontinuadas	\$	0.23	\$ 6.03	\$ (0.02)	\$ —
Ganancias <sup>(2)</sup>	\$	2.53	\$ 7.61	\$ 1.21	\$ 1.43
Acciones ordinarias ponderadas en circulación		313.9	294.2	290.6	290.2
<b>2019:</b>					
Ingresos	\$	2,898	\$ 2,230	\$ 2,758	\$ 2,943
Gastos y otros ingresos	\$	2,397	\$ 1,944	\$ 2,310	\$ 2,444
Ingresos por operaciones continuas, neto del impuesto sobre la renta	\$	560	\$ 357	\$ 653	\$ 429
(Pérdida) ingresos por operaciones discontinuadas, neto del impuesto sobre la renta		(42)	78	256	71
Ingresos netos	\$	518	\$ 435	\$ 909	\$ 500
Ganancias atribuibles a acciones ordinarias	\$	441	\$ 354	\$ 813	\$ 447
Utilidad por acción básica <sup>(1)</sup> :					
Ganancias por operaciones continuas	\$	1.79	\$ 1.03	\$ 2.04	\$ 1.36
(Pérdidas) ganancias por operaciones discontinuadas	\$	(0.19)	\$ 0.26	\$ 0.89	\$ 0.21
Ganancias	\$	1.60	\$ 1.29	\$ 2.93	\$ 1.57
Acciones ordinarias ponderadas en circulación		274.7	275.0	277.4	284.6
Utilidad por acción diluida <sup>(1)</sup> :					
Ganancias por operaciones continuas <sup>(2)</sup>	\$	1.78	\$ 1.01	\$ 2.00	\$ 1.34
(Pérdidas) ganancias por operaciones discontinuadas	\$	(0.19)	\$ 0.25	\$ 0.84	\$ 0.21
Ganancias <sup>(2)</sup>	\$	1.59	\$ 1.26	\$ 2.84	\$ 1.55
Acciones ordinarias ponderadas en circulación		277.2	279.6	295.8	288.8

(1) La utilidad por acción se calcula de forma independiente para cada uno de los trimestres y, por tanto, no puede sumar al total del año.

(2) En los trimestres terminados el 31 de marzo de 2020 y el 30 de septiembre de 2019, debido al efecto dilutivo de ciertas acciones preferentes convertibles obligatorias, el numerador utilizado para calcular la utilidad por acción diluida incluyó un complemento de dividendos preferentes convertibles obligatorios relacionados declarados en esos trimestres.

En abril de 2020, concluimos la venta de nuestras participaciones en acciones en nuestros negocios peruanos por ingresos en efectivo por \$3,549 millones de dólares, netos de costos de operación y ajustados para ajustes posteriores al cierre, y registramos una utilidad antes de impuestos de \$2,271 millones de dólares (\$1,499 millones de dólares después de impuestos). En junio de 2020, concluimos la venta de nuestras participaciones en acciones en nuestros negocios chilenos por ingresos en efectivo por \$2,216 millones de dólares, netos de costos de operación y ajustados para ajustes posteriores al cierre, y registramos una utilidad antes de impuestos de \$628 millones de dólares (\$248 millones de dólares después de impuestos). Mencionamos la venta de estas operaciones discontinuas y utilidades relacionadas en la Nota 5.

En marzo, septiembre y diciembre de 2020, SoCalGas registró cargos por \$100 millones de dólares (\$72 millones de dólares después de impuestos), \$27 millones de dólares (\$22 millones de dólares después de impuestos) y \$180 millones de dólares (\$139 millones de dólares después de impuestos), respectivamente, en Asuntos Litigios y Regulatorios del Aliso Canyon sobre los Estados Consolidados SoCalGas y Sempra Energy de Operaciones relacionadas con asuntos de liquidación en relación con litigios civiles y asuntos regulatorios. Mencionamos estos asuntos en la Nota 16.

En abril de 2019, Sempra Renewables concluyó la venta de sus activos cíclicos e inversiones restantes y reconoció una ganancia antes de impuestos por venta de \$61 millones de dólares (\$45 millones de dólares después de impuestos). Mencionamos la venta y ganancia relacionada en la Nota 5.

#### SDG&E

(En millones de dólares)

	Trimestres terminados			
	31 de marzo	30 de junio	septiembre 30	diciembre 31
<b>2020:</b>				
Ingresos operativos	\$ 1,269	\$ 1,235	\$ 1,472	\$ 1,337
Gastos de operación	880	887	1,157	1,016
Ingresos de operación	\$ 389	\$ 348	\$ 315	\$ 321
Ingresos netos/ganancias atribuibles a acciones ordinarias	\$ 262	\$ 193	\$ 178	\$ 191
<b>2019:</b>				
Ingresos operativos	\$ 1,145	\$ 1,094	\$ 1,427	\$ 1,259
Gastos de operación	883	831	1,004	894
Ingresos de operación	\$ 262	\$ 263	\$ 423	\$ 365
Ingresos netos	\$ 177	\$ 146	\$ 266	\$ 185
Ganancias atribuibles a intereses no controlantes	(1)	(3)	(3)	—
Ganancias atribuibles a acciones ordinarias	\$ 176	\$ 143	\$ 263	\$ 185





	Trimestres terminados			
	31 de marzo	30 de junio	septiembre 30	diciembre 31
<b>2020:</b>				
Ingresos operativos	\$ 1,395	\$ 1,010	\$ 842	\$ 1,501
Gastos de operación	1,031	773	826	1,333
Ingresos de operación	\$ 364	\$ 237	\$ 16	\$ 168
Ingresos netos (pérdida)	\$ 303	\$ 147	\$ (24)	\$ 79
Dividendos en acciones preferentes	—	(1)	—	—
Ganancias (pérdidas) atribuibles a acciones ordinarias	\$ 303	\$ 146	\$ (24)	\$ 79
<b>2019:</b>				
Ingresos operativos	\$ 1,361	\$ 806	\$ 975	\$ 1,383
Gastos de operación	1,060	747	762	1,000
Ingresos de operación	\$ 301	\$ 59	\$ 213	\$ 383
Ingresos netos	\$ 264	\$ 31	\$ 143	\$ 204
Dividendos en acciones preferentes	—	(1)	—	—
Ganancias atribuibles a acciones ordinarias	\$ 264	\$ 30	\$ 143	\$ 204

SoCalGas reconoce ingresos anuales autorizados para clientes principales de gas natural utilizando factores estacionales establecidos en el Procedimiento Trienal de Asignación de Costos. En consecuencia, una parte importante de las ganancias anuales de SoCalGas se reconocen en el primer y cuarto trimestres cada año.



---

**ANEXO I — SEMPRA ENERGY****INDICE DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA CONDENSADA DE LA MATRIZ**

---

Estados de Resultados Condensados para los años terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018	S-2
Estado de resultado integral (pérdida) Condensados de los años terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018	S-3
Balance General Condensado al 31 de diciembre de 2020 y 2019	S-4
Estados de Flujos de Efectivo Condensados para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018	S-5

---

**Notas a Información Financiera Condensada de la Matriz**

Nota 1. Bases de Presentación	S-6
Nota 2. Nuevas Normas Contables	S-6
Nota 3. Deuda a largo plazo	S-7
Nota 4. Compromisos y Contingencias	S-8

---



SEMPRA ENERGY

# ESTADOS DE RESULTADOS CONDENSADOS

(en millones de dólares, excepto montos por acción; acciones en miles)

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre					
	2020		2019		2018	
Ingresos financieros	\$	4	\$	3	\$	14
Gasto por intereses		(495)		(521)		(495)
Gastos de operación		(86)		(124)		(82)
Otros ingresos (gastos), netos		(38)		59		(16)
Gastos por impuestos sobre la renta		176		163		154
Pérdidas antes de participación en resultados de subsidiarias		(439)		(420)		(425)
Participación en resultados de subsidiarias, neto de impuestos sobre la renta		4,371		2,617		1,474
Ingresos netos		3,932		2,197		1,049
Dividendos preferentes		(168)		(142)		(125)
Utilidades	\$	3,764	\$	2,055	\$	924
Utilidad por acción básica:						
Utilidades	\$	12.93	\$	7.40	\$	3.45
Acciones ordinarias ponderadas en circulación		291,077		277,904		268,072
Utilidad por acción diluida:						
Ganancias	\$	12.88	\$	7.29	\$	3.42
Acciones ordinarias ponderadas en circulación		292,252		282,033		269,852

Ver Notas a Información Financiera Condensada de Matriz.



SEMPRA ENERGY

ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL (PÉRDIDA) CONDENSADOS

(en millones de dólares)

Ejercicios terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

	Monto antes de impuestos	Impuesto sobre la renta	Monto neto de impuestos
<b>2020:</b>			
Ingresos netos	\$ 3,756	\$ 176	\$ 3,932
Otras utilidades integrales (pérdida):			
Ajustes por conversión de divisas	547	—	547
Instrumentos financieros	(146)	33	(113)
Pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	11	1	12
Total de otras utilidades integrales	412	34	446
Utilidades integrales	\$ 4,168	\$ 210	\$ 4,378
<b>2019:</b>			
Ingresos netos	\$ 2,034	\$ 163	\$ 2,197
Otras utilidades integrales (pérdida):			
Ajustes por conversión de divisas	(43)	—	(43)
Instrumentos financieros	(161)	53	(108)
Pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	25	(7)	18
Total de otras utilidades integrales	(179)	46	(133)
Utilidades integrales	\$ 1,855	\$ 209	\$ 2,064
<b>2018:</b>			
Ingresos netos	\$ 895	\$ 154	\$ 1,049
Otras utilidades integrales (pérdida):			
Ajustes por conversión de divisas	(144)	—	(144)
Instrumentos financieros	64	(21)	43
Pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	(38)	4	(34)
Total de otras utilidades integrales	(118)	(17)	(135)
Utilidades integrales	\$ 777	\$ 137	\$ 914

Ver Notas a Información Financiera Condensada de Matriz.





**SEMPRA ENERGÍA**  
**BALANCE GENERAL CONDENSADO**

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de 2020	31 de diciembre de 2019
<b>Activos</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 366	\$ 6
Cuentas por cobrar a afiliadas	58	98
Impuestos sobre la renta por cobrar, netos	42	—
Otros activos en circulación	26	34
<b>Total de activos circulante</b>	<b>492</b>	<b>138</b>
Inversiones en afiliadas	33,898	32,604
Cuentas por cobrar a afiliadas	1	3
Impuestos sobre la renta diferidos	2,187	1,766
Otros activos a largo plazo	717	682
<b>Total de activos</b>	<b>\$ 37,295</b>	<b>\$ 35,193</b>
<b>Pasivos y capital contable:</b>		
Porción circulante de deuda a largo plazo	\$ 850	\$ 1,399
Cuentas por pagar a afiliadas	224	369
Impuestos sobre la renta por pagar, netos	—	274
Otros pasivos circulante	536	561
<b>Total de pasivos circulantes</b>	<b>1,610</b>	<b>2,603</b>
Deuda a largo plazo	7,317	8,856
Cuentas por pagar a filiales	4,375	3,138
Otros pasivos a largo plazo	620	667
<b>Compromisos y contingencias (Nota 4)</b>		
<b>Capital contable</b>	<b>23,373</b>	<b>19,929</b>
<b>Total de pasivos y capital contable totales</b>	<b>\$ 37,295</b>	<b>\$ 35,193</b>

Ver Notas en Información Financiera Condensada de la Matriz.



**SEMPRA ENERGY**  
**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONDENSADOS**

(En millones de dólares)

PERITO TRADUCTORA  
**Acuerdo**  
**29-01/2018**

Ejercicios terminados el 31 de diciembre

	2020	2019	2018
Efectivo neto (utilizado en) proveniente de actividades de operaciones	(978)	\$ 294	\$ 213
Gastos por Propiedad, planta y equipo	(9)	(8)	(11)
Gastos por adquisición	—	—	(329)
Aportaciones de capital a sociedades inversoras	(364)	(1,528)	(9,457)
Distribución a partir de inversiones	3,616	—	—
Disminución (aumento) en préstamos a afiliadas, neto	2	—	(1)
Otros	—	4	—
Efectivo neto proveniente de (utilizado en) actividades de inversión	3,245	(1,532)	(9,798)
Dividendos en acciones ordinarias pagados	(1,174)	(993)	(877)
Dividendos preferentes pagados	(157)	(142)	(89)
Emisión de acciones preferentes, netas	891	—	2,258
Emisión de acciones ordinarias, netas	11	1,830	2,272
Recompras de acciones ordinarias	(566)	(26)	(21)
Emisión de deuda a largo plazo	1,599	758	4,969
Pagos a deuda a largo plazo	(3,700)	(1,500)	(500)
Aumento de préstamos de afiliadas, neto	1,194	1,328	1,520
Costos de operaciones de acciones con terceros	(4)	—	—
Costos de emisión de deuda	(1)	(25)	(37)
Efectivo neto (utilizado en) proveniente de actividades de financiamiento	(1,907)	1,230	9,495
Aumento (disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo	360	(8)	(90)
Efectivo y equivalentes de efectivo, 1 de enero	6	14	104
Efectivo y equivalentes de efectivo, 31 de diciembre	\$ 366	\$ 6	\$ 14

**DIVULGACIÓN SUPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO**

Dividendos preferentes declarados pero no pagados	\$ 47	\$ 36	\$ 36
Dividendos ordinarios emitidos en acciones	22	55	54
Dividendos ordinarios declarados pero no pagados	301	283	245

Ver Notas en Información Financiera Condensada de Matriz.



## NOTAS A INFORMACIÓN FINANCIERA CONDENSADA DE MATRIZ

### NOTA 1. BASE DE PRESENTACIÓN

Se elaboró la información financiera condensada de Sempra Energy de conformidad con la Regla 5-04 del Reglamento S-X de la SEC y la Regla 12-04. Aplicamos las mismas políticas contables que en los estados financieros de Sempra Energy Consolidado, excepto que Sempra Energy contabiliza las utilidades de sus afiliadas conforme al método de participación en esta información financiera no consolidada.

Otros (Gastos) Ingresos, Netos, sobre los Estados de Resultados Condensados incluyen:

- \$41 millones de dólares, \$61 millones de dólares y \$ (6) millones de dólares de utilidades (pérdidas) en activos destinados a respaldar nuestros planes ejecutivos de retiro y de compensación para efectos fiscales en 2020, 2019 y 2018, respectivamente;
- Utilidades netas de \$3 millones de dólares principalmente por la liquidación de derivados en moneda extranjera para cobertura del riesgo de la matriz de Sempra México a los movimientos en el peso mexicano a partir de su participación controladora en IEnova en 2018; y
- \$3 millones de dólares y \$15 millones de dólares de pérdidas en 2020 y 2019, respectivamente, por derivados en moneda extranjera utilizados para cobertura de riesgo a fluctuaciones en el sol peruano y el peso chileno relacionados con la venta de nuestras operaciones en Perú y Chile.

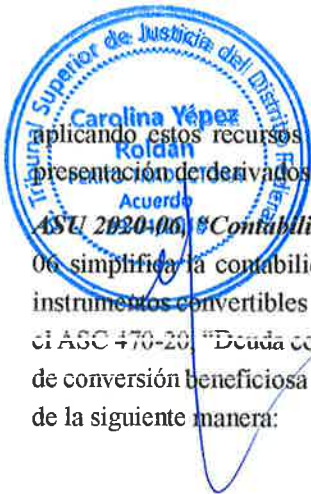
Sempra Energy recibió dividendos en efectivo de sus afiliadas consolidadas por un total de \$300 millones de dólares, \$150 millones de dólares y \$300 millones de dólares en 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

En la Nota 11 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados se proporciona información adicional sobre los derivados en moneda extranjera de Sempra Energy.

### NOTA 2. NUEVAS NORMAS CONTABLES

Describimos a continuación y en la Nota 2 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados declaraciones recientes que han tenido un efecto significativo en la situación financiera de Sempra Energy, resultados de operaciones, flujos de efectivo o revelaciones.

*ASU 2020-04, "Asesoramiento de los Efectos de la Reforma de la Tasa de Referencia en la Información Financiera":* ASU 2020-04 proporciona recursos opcionales y excepciones para aplicar los U.S. GAAP a modificaciones contractuales que sustituyan al LIBOR u otro tipo de referencia afectado por la reforma de la tasa de referencia y a las relaciones de cobertura que LIBOR de referencia u otro tipo de referencia afectado o que se espera que se vea afectado por la reforma de la tasa de referencia. La ASU 2020-04 entró en vigor el 12 de marzo de 2020 y puede aplicarse hasta el 31 de diciembre de 2022, con ciertas excepciones para las relaciones de cobertura que siguen existiendo después de esta fecha, y pueden aplicarse a partir del 1 de enero de 2020. Para las modificaciones contractuales, la norma permite a las entidades contabilizar las modificaciones como un evento que no requiere reevaluación o remediación (es decir, como continuación del contrato existente). La norma también permite a las entidades modificar su designación formal y documentación de las relaciones de cobertura afectadas o que se espera que se vean afectadas por la reforma del tipo de referencia, sin tener que designar la relación de cobertura. Las entidades podrán elegir los recursos y excepciones opcionales sobre la base de una relación de cobertura individual e independientemente unas de otras. Elegimos los recursos optativos para modificaciones contractuales. Elegimos los recursos de cobertura de flujo de caja para hacer caso omiso de la posible interrupción de un tipo de referencia al evaluar si es probable un pago de intereses pronosticado cobertura y hacer caso omiso de ciertos desajustes entre el instrumento de cobertura designado y la partida cobertura al evaluar la cobertura eficacia. Estamos



aplicando estos recursos de manera prospectiva a partir del 1 de enero de 2020. La aplicación de estos recursos preserva la presentación de derivados congruentes con la presentación pasada.

**ASU 2020-06, "Contabilidad de Instrumentos y Contratos Convertibles en el Patrimonio Propio de una Entidad":** ASU 2020-06 simplifica la contabilidad de ciertos instrumentos financieros con características de pasivos y participaciones, incluidos los instrumentos convertibles y los contratos sobre el patrimonio propio de una entidad. Además de otros cambios, esta norma modifica el ASC 470-20, "Deuda con Conversión y Otras Opciones", al eliminar los modelos contables para instrumentos con características de conversión beneficiosa y funciones de conversión de efectivo. El estándar también modifica el ASC 260, "Utilidades por acción", de la siguiente manera:

- requiere que una entidad aplique el método para determinar la dilución de títulos convertibles al calcular el Utilidad por acción diluida para instrumentos convertibles y ya no utilice el método de acciones de tesorería, que anteriormente estaba permitido para ciertos instrumentos convertibles;
- requiere que una entidad incluya el efecto de la liquidación de acciones potenciales en el cálculo del Utilidad por acción diluida cuando un instrumento pueda ser liquidado en efectivo o acciones, y ya no permita que una entidad repudie la presunción de liquidación de acciones si tiene un historial o una política de liquidación en efectivo;
- requiere que una entidad incluya acciones preferentes convertibles clasificadas en acciones que contengan características descendentes en virtud de las cuales, si se activa la característica descendente, su efecto se trata como un dividendo y como una reducción de los ingresos disponibles para los accionistas comunes en el EPS básico;
- aclara que el precio medio de mercado debe utilizarse para calcular el denominador del Utilidad por acción diluida cuando el precio del ejercicio o el número de acciones que pueden emitirse sea variable, excepto para ciertas acciones emisibles contingentemente; y
- aclara que el recuento de acciones promedio ponderado de cada trimestre debe utilizarse al calcular el conteo de acciones medio ponderado anual hasta la fecha.

Para las empresas públicas, la ASU 2020-06 surte efectos para los ejercicios fiscales que comienzan después del 15 de diciembre de 2021, incluidos periodos provisionales en el mismo, con la aplicación anticipada permitida para los ejercicios fiscales que comiencen después del 15 de diciembre de 2020. Una entidad puede utilizar, ya sea un enfoque retrospectivo completo o modificado para aplicar la ASU 2020-06 y debe revelar, en el periodo de aplicación, información de transición de la utilidad por acción sobre el efecto del cambio en los montos por acción afectados. Planeamos aplicar la norma el 1 de enero de 2022, y actualmente estamos evaluando el efecto de la norma en nuestros informes financieros en curso.





### NOTA 3. DEUDA A LARGO PLAZO

En el siguiente cuadro se muestran los detalles y vencimientos de la deuda a largo plazo pendiente:

DEUDA A LARGO PLAZO (En millones de dólares)	31 de diciembre de	
	2020	2019
2.4% Pagarés 1 de febrero de 2020	\$ —	\$ 500
2.4% Pagarés 15 de marzo de 2020	—	500
2.85% Pagarés 15 de noviembre de 2020	—	400
Pagarés a tasas variables (2.50% al 31 de diciembre de 2019) 15 de enero de 2021 <sup>(1)</sup>	—	700
Pagarés a tasas variables (3.069% después de swaps de tasas de interés flotantes a fijas con vigencia 2019) 15 de marzo de 2021	850	850
2.875% Pagarés 1 de octubre de 2022	500	500
2.9% Pagarés 1 de febrero de 2023	500	500
4.05% Pagarés 1 de diciembre de 2023	500	500
3.55% Pagarés 15 de junio de 2024	500	500
3.75% Pagarés 15 de noviembre de 2025	350	350
3.25% Pagarés 15 de junio de 2027	750	750
3.4% Pagarés 1 de febrero de 2028	1,000	1,000
3.8% Pagarés 1 de febrero de 2038	1,000	1,000
6% Pagarés 15 de octubre de 2039	750	750
4% Pagarés 1 de febrero de 2048	800	800
5.75% Pagarés Subordinadas 1 de julio de 2079 <sup>(1)</sup>	758	758
	8,258	10,358
Porción circulante de deuda a largo plazo	(850)	(1,399)
Descuento no amortizado en deuda a largo plazo	(32)	(35)
Costos de emisión de deuda no amortizados	(59)	(68)
Deuda total a largo plazo	\$ 7,317	\$ 8,856

(1) Deuda de largo plazo amortizable no sujeta a disposiciones sobre pago total o parcial anticipado del remanente de la deuda.

En octubre de 2020, Sempra Energy amortizó \$700 millones de dólares en pagarés de tasa flotante, previo a un vencimiento programado en enero de 2021, utilizando una parte de los ingresos recibidos por las ventas de nuestros negocios sudamericanos.

Los vencimientos de la deuda a largo plazo al 31 de diciembre de 2020 son de \$850 millones de dólares en 2021, \$500 millones en 2022, \$1.0 mil millones de dólares en 2023, \$500 millones de dólares en 2024, \$350 millones de dólares en 2025 y \$5.1 mil millones de dólares en adelante.

En la Nota 7 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados se proporciona información adicional sobre la deuda a largo plazo de Sempra Energy.

### NOTA 4. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

Sempra Energy tiene un compromiso de arrendamiento por operaciones relacionadas con su edificio de sede de la sociedad de aproximadamente \$257 millones de dólares. Sempra Energy espera que los pagos por su arrendamiento por operaciones sean de \$10 millones de dólares en 2021, \$11 millones de dólares en 2022, \$12 millones de dólares en 2023, \$12 millones en 2024, \$12 millones de dólares en 2025 y \$200 millones de dólares en adelante.

Para otras contingencias y garantías relacionadas con Sempra Energy, consulte las Notas 6, 7 y 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

CIUDAD DE MÉXICO

## CERTIFICACIÓN

La suscrita, Lic. Carolina Yépez Roldán, perita traductora INGLÉS ESPAÑOL INGLÉS autorizada por el H. Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad de México, según consta en el *Acuerdo 29-01/2018* emitido por el Consejo de la Judicatura de la Ciudad de México en el Boletín Judicial el día veintitrés de marzo del año dos mil dieciocho ([www.iejdf.gob.mx](http://www.iejdf.gob.mx)) y por el Consejo de la Judicatura Federal, según consta en el *Oficio Número CCI/ST/3488/2020* ([www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado\\_peritos\\_PJF\\_2021.PDF](http://www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado_peritos_PJF_2021.PDF)) con el número P. 1177-2021 emitido el día ocho de diciembre del año dos mil veinte, con cédula profesional No. 6755397 expedida por la Dirección General de Profesiones (DGP) de la Secretaría de Educación Pública (SEP) de México declara que tiene dominio de los idiomas español e inglés y CERTIFICA QUE: a su leal saber y entender, la traducción que antecede es una traducción fiel y correcta en 185 fojas útiles del inglés al español del documento original que se acompaña al presente en copia simple, que consta de 194 fojas útiles que tuvo a la vista al momento de elaborar la presente traducción. -----

No. de folio

**0644**

Ciudad de México

**15** **abril** **21**  
a \_\_\_\_ de \_\_\_\_ el 20 \_\_\_\_



SELLO / ESTAMPA

  
Firma  
CAROLINA YÉPEZ ROLDÁN  
Perita traductora

El siguiente documento se acompaña a la traducción:

- Estados financieros consolidados SEMPRA ENERGY de 2020.

c.yepezroldan@gmail.com

**SEMPRA ENERGY****INDEX TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS****Reports of Independent Registered Public Accounting Firm****F-2**

<b>Consolidated Financial Statements:</b>	<b>Sempra Energy</b>	<b>San Diego Gas &amp; Electric Company</b>	<b>Southern California Gas Company</b>
Consolidated Statements of Operations for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017	<b>F-7</b>	<b>F-14</b>	<b>F-20</b>
Consolidated Statements of Comprehensive Income (Loss) for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017	<b>F-8</b>	<b>F-15</b>	<b>F-21</b>
Consolidated Balance Sheets at December 31, 2019 and 2018	<b>F-9</b>	<b>F-16</b>	<b>F-22</b>
Consolidated Statements of Cash Flows for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017	<b>F-11</b>	<b>F-18</b>	<b>F-24</b>
Consolidated Statements of Changes in Equity for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017	<b>F-13</b>	<b>F-19</b>	<b>N/A</b>
Statements of Changes in Shareholders' Equity for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>	<b>F-25</b>
<b>Notes to Consolidated Financial Statements</b>			<b>F-26</b>



## REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM

*To the Shareholders and Board of Directors of Sempra Energy:*

### **Opinion on the Financial Statements**

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of Sempra Energy and subsidiaries ("Sempra Energy") as of December 31, 2019 and 2018, the related consolidated statements of operations, comprehensive income (loss), changes in equity, and cash flows, for each of the three years in the period ended December 31, 2019, and the related notes and the schedule listed in Item 15 (collectively referred to as the "financial statements"). In our opinion, the financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of Sempra Energy as of December 31, 2019 and 2018, and the results of its operations and its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2019, in conformity with accounting principles generally accepted in the United States of America ("U.S. GAAP").

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) ("PCAOB"), Sempra Energy's internal control over financial reporting as of December 31, 2019, based on criteria established in *Internal Control - Integrated Framework (2013)* issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission and our report dated February 27, 2020, expressed an unqualified opinion on Sempra Energy's internal control over financial reporting.

### **Basis for Opinion**

These financial statements are the responsibility of Sempra Energy's management. Our responsibility is to express an opinion on Sempra Energy's financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to Sempra Energy in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audits to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

### **Critical Audit Matters**

The critical audit matters communicated below are matters arising from the current period audit of the financial statements that were communicated or required to be communicated to the audit committee and that (1) relate to accounts or disclosures that are material to the financial statements and (2) involved our especially challenging, subjective, or complex judgments. The communication of critical audit matters does not alter in any way our opinion on the financial statements, taken as a whole, and we are not, by communicating the critical audit matters below, providing separate opinions on the critical audit matters or on the accounts or disclosures to which they relate.



***Insurance Receivable for Aliso Canyon Costs - Refer to Note 16 of the Notes to Consolidated Financial Statements***

***Critical Audit Matter Description***

Sempra Energy has an insurance receivable of \$339 million as of December 31, 2019, related to certain costs arising from the Aliso Canyon natural gas storage facility gas leak. Sempra Energy has determined that the insurance receivable is probable of recovery based on the nature of the insurance claims, the costs incurred, and the coverage provided by Sempra Energy's applicable insurance policies.

We identified the recoverability of the insurance receivable as a critical audit matter due to the management judgments around how the coverage provided by Sempra Energy's applicable insurance policies would cover the types of costs included in the insurance claims submitted. Auditing the probability of recovery of the insurance receivable required subjective auditor judgment and extensive audit effort, including the need to involve our insurance specialist.

F-2

***How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit***

Our audit procedures related to the probability of recovery of the insurance receivable for the costs related to the Aliso Canyon natural gas storage facility gas leak included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's internal controls over the costs included in the related insurance receivable and the evaluation of the recoverability of this insurance receivable.
- With the assistance of our insurance specialist, we evaluated management's judgments related to the determination of the recoverability of the insurance receivable by:
  - Evaluating the coverage provided by Sempra Energy's applicable insurance policies and evaluating the potential coverage available under such policies based on the nature of the underlying costs.
  - Evaluating the probability of recovery of the insurance receivable by obtaining correspondence between Sempra Energy and the applicable insurers, and through discussions with management and with Sempra Energy's external legal counsel.
  - Searching external sources for and considering any contradictory evidence to Sempra Energy's accounting assessment of probability of recoverability.
  - Evaluating Sempra Energy's external legal counsel's view on the recoverability of the insurance receivable.

***Shareholder Contributions to the Wildfire Fund - Refer to Note 1 of the Notes to Consolidated Financial Statements***

***Critical Audit Matter Description***

In July 2019, California Assembly Bill ("AB") 1054 and AB 111 (together, the "Wildfire Legislation") were signed into State law. In accordance with the Wildfire Legislation, on September 10, 2019, Sempra Energy's subsidiary, San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E") made an initial contribution to a fund established by the Wildfire Legislation (the "Wildfire Fund") of \$322.5 million and is required to make ten annual contributions of \$12.9 million. These initial and annual contributions (collectively, the "Contributions") are not subject to rate recovery.

Accounting guidance must be applied analogously, as there is no specific accounting guidance that prescribes how Sempra Energy should account for the Contributions. There are several aspects of the Wildfire Fund, such as an indeterminate life of the Wildfire Fund and the timing and likelihood that Sempra Energy will benefit from the Wildfire Fund, that make the application of accounting guidance complex.

We identified the accounting for the Contributions as a critical audit matter due to the management judgments necessary to determine that insurance accounting should be applied, and that the Contributions should be accounted for as an asset and systematically and rationally expensed over the period of benefit. Auditing management's conclusions required judgment in evaluating the appropriate accounting treatment for the Contributions.

#### *How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit*

Our audit procedures related to the accounting for the Contributions included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's internal controls over the evaluation of the accounting treatment.
- With the assistance of professionals in our firm having expertise in insurance accounting, we evaluated management's judgments related to the application of U.S. GAAP by evaluating management's accounting analysis, Sempra Energy's consideration of an insurance accounting model, and the potential methods of which to record the consumption of benefits related to the Contributions, to determine whether we agree with management's accounting conclusions that the Contributions should be accounted for as an asset and systematically and rationally expensed over the estimated period of benefit.

#### *Impact of Rate Regulation on the Financial Statements - Refer to Notes 1 and 4 of the Notes to Consolidated Financial Statements*

##### *Critical Audit Matter Description*

Sempra Energy is subject to rate regulation by regulators and commissions in various jurisdictions (collectively, the "Commissions") that have jurisdiction with respect to the rates of electric and gas transmission and distribution companies in those jurisdictions. Management has determined it meets the requirements under U.S. GAAP to prepare its financial statements applying the specialized rules to account for the effects of cost-based rate regulation. Accounting for the economics of rate regulation impacts multiple financial statement line items and disclosures, such as property, plant and equipment; regulatory assets and liabilities; operating revenues; operation and maintenance expense; depreciation expense; and taxes.

We identified the impact of rate regulation as a critical audit matter due to the significant judgments made by management to

---

support its assertions about impacted account balances and disclosures and the high degree of subjectivity involved in assessing the impact of future regulatory orders on the financial statements. Management's judgments include assessing the likelihood of (1) the recovery in future rates of incurred costs and (2) potential refunds to customers. Auditing these judgments required specialized knowledge of accounting for rate regulation and the rate setting process due to its inherent complexities.

#### *How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit*

Our audit procedures related to the application of specialized rules to account for the effects of cost-based rate regulation and the uncertainty of future decisions by the Commissions included the following, among others:

- We tested the effectiveness of management's controls over the evaluation of the likelihood of (1) the recovery in future rates of costs deferred as regulatory assets, and (2) a refund or a future reduction in rates that should be reported as regulatory liabilities. We tested the effectiveness of management's controls over the initial recognition of amounts as regulatory assets or liabilities and the monitoring and evaluation of regulatory developments that may affect the likelihood of recovering costs in future rates or of a future reduction in rates.
- We read relevant regulatory orders issued by the Commissions for Sempra Energy and other publicly available information to assess the likelihood of recovery in future rates or of a future reduction in rates based on precedence of the Commissions' treatment of similar costs under similar circumstances. We evaluated the external information and compared to management's recorded regulatory asset and liability balances for completeness.
- We evaluated Sempra Energy's disclosures related to the impacts of rate regulation, including the balances recorded and regulatory developments.

/s/ **DELOITTE & TOUCHE LLP**

San Diego, California

February 27, 2020

We have served as Sempra Energy's auditor since 1935.

F-4

## **REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM**

*To the Shareholder and Board of Directors of San Diego Gas & Electric Company:*

### **Opinion on the Financial Statements**

We have audited the accompanying consolidated balance sheets of San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E") as of December 31, 2019 and 2018, the related consolidated statements of operations, comprehensive income (loss), changes in equity, and cash flows, for each of the three years in the period ended December 31, 2019, and the related notes (collectively referred to as the "financial statements"). In our opinion, the financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of SDG&E as of December 31, 2019 and 2018, and the results of its operations and its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2019, in conformity with accounting principles generally accepted in the United States of America.

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) ("PCAOB"), SDG&E's internal control over financial reporting as of December 31, 2019, based on criteria established in *Internal Control - Integrated Framework (2013)* issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission and our report dated February 27, 2020, expressed an unqualified opinion on SDG&E's internal control over financial reporting.

**COPY SIMPLE**

**Basis for Opinion**

These financial statements are the responsibility of SDG&E's management. Our responsibility is to express an opinion on SDG&E's financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to SDG&E in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audits to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

**/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP**

San Diego, California  
February 27, 2020

We have served as SDG&E's auditor since 1935.



**REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM**

*To the Shareholders and Board of Directors of Southern California Gas Company:*

**Opinion on the Financial Statements**

We have audited the accompanying balance sheets of Southern California Gas Company ("SoCalGas") as of December 31, 2019 and 2018, the related statements of operations, comprehensive income (loss), changes in shareholders' equity, and cash flows, for each of the three years in the period ended December 31, 2019, and the related notes (collectively referred to as the "financial statements"). In our opinion, the financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of SoCalGas as of December 31, 2019 and 2018, and the results of its operations and its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2019, in conformity with accounting principles generally accepted in the United States of America.

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) ("PCAOB"), SoCalGas' internal control over financial reporting as of December 31, 2019, based on criteria established in *Internal Control - Integrated Framework (2013)* issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission and our report dated February 27, 2020, expressed an unqualified opinion on SoCalGas' internal control over financial reporting.

**Basis for Opinion**

These financial statements are the responsibility of SoCalGas' management. Our responsibility is to express an opinion on SoCalGas' financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to SoCalGas in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audits to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

**/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP**

San Diego, California

February 27, 2020

We have served as SoCalGas' auditor since 1937.

**SEMPRA ENERGY**
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF OPERATIONS**
*(Dollars in millions, except per share amounts; shares in thousands)*

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>REVENUES</b>			
Utilities	\$ 9,448	\$ 8,539	\$ 8,290
Energy-related businesses	1,381	1,563	1,350
Total revenues	10,829	10,102	9,640
<b>EXPENSES AND OTHER INCOME</b>			
Utilities:			
Cost of natural gas	(1,139)	(1,208)	(1,190)
Cost of electric fuel and purchased power	(1,188)	(1,358)	(1,293)
Energy-related businesses cost of sales	(344)	(357)	(291)
Operation and maintenance	(3,466)	(3,150)	(2,947)
Depreciation and amortization	(1,569)	(1,491)	(1,436)
Franchise fees and other taxes	(496)	(472)	(436)
Write-off of wildfire regulatory asset	-	-	(351)
Impairment losses	(43)	(1,122)	(72)
Gain on sale of assets	63	513	2
Other income, net	77	58	220
Interest income	87	85	24
Interest expense	(1,077)	(886)	(622)
Income from continuing operations before income taxes and equity earnings	1,734	714	1,248
Income tax (expense) benefit	(315)	49	(938)
Equity earnings	580	175	72
Income from continuing operations, net of income tax	1,999	938	382
Income (loss) from discontinued operations, net of income tax	363	188	(31)
Net income	2,362	1,126	351
Earnings attributable to noncontrolling interests	(164)	(76)	(94)
Mandatory convertible preferred stock dividends	(142)	(125)	-
Preferred dividends of subsidiary	(1)	(1)	(1)
Earnings attributable to common shares	\$ 2,055	\$ 924	\$ 256
<b>Basic EPS:</b>			
Earnings from continuing operations	\$ 6.22	\$ 2.86	\$ 1.25
Earnings (losses) from discontinued operations	\$ 1.18	\$ 0.59	\$ (0.23)
Earnings	\$ 7.40	\$ 3.45	\$ 1.02
Weighted-average common shares outstanding	277,904	268,072	251,545

**Diluted EPS:**

Earnings from continuing operations	\$	6.13	\$	2.84	\$	1.24
Earnings (losses) from discontinued operations	\$	1.16	\$	0.58	\$	(0.23)
Earnings	\$	7.29	\$	3.42	\$	1.01
Weighted-average common shares outstanding		282,033		269,852		252,300

See Notes to Consolidated Financial Statements.

F-7

**SEMPRA ENERGY**

**CONSOLIDATED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31, 2019, 2018 and 2017				
	Sempra Energy shareholders' equity				
	Pretax amount	Income tax (expense) benefit	Net-of-tax amount	Noncontrolling interests (after tax)	Total
<b>2019:</b>					
Net income	\$ 2,585	\$ (387)	\$ 2,198	\$ 164	\$ 2,362
Other comprehensive income (loss):					
Foreign currency translation adjustments	(43)	-	(43)	3	(40)
Financial instruments	(161)	53	(108)	(10)	(118)
Pension and other postretirement benefits	25	(7)	18	-	18
Total other comprehensive loss	(179)	46	(133)	(7)	(140)
Comprehensive income	2,406	(341)	2,065	157	2,222
Preferred dividends of subsidiary	(1)	-	(1)	-	(1)
Comprehensive income, after preferred dividends of subsidiary	\$ 2,405	\$ (341)	\$ 2,064	\$ 157	\$ 2,221
<b>2018:</b>					
Net income	\$ 1,146	\$ (96)	\$ 1,050	\$ 76	\$ 1,126
Other comprehensive income (loss):					
Foreign currency translation adjustments	(144)	-	(144)	(11)	(155)
Financial instruments	64	(21)	43	13	56
Pension and other postretirement benefits	(38)	4	(34)	-	(34)
Total other comprehensive (loss) income	(118)	(17)	(135)	2	(133)
Comprehensive income	1,028	(113)	915	78	993

Preferred dividends of subsidiary	(1)	-	(1)	-	(1)
Comprehensive income, after preferred dividends of subsidiary	\$ 1,027	\$ (113)	\$ 914	\$ 78	\$ 992
<b>2017:</b>					
Net income	\$ 1,533	\$ (1,276)	\$ 257	\$ 94	\$ 351
Other comprehensive income (loss):					
Foreign currency translation adjustments	107	-	107	8	115
Financial instruments	2	1	3	12	15
Pension and other postretirement benefits	20	(8)	12	-	12
Total other comprehensive income	129	(7)	122	20	142
Comprehensive income	1,662	(1,283)	379	114	493
Preferred dividends of subsidiary	(1)	-	(1)	-	(1)
Comprehensive income, after preferred dividends of subsidiary	\$ 1,661	\$ (1,283)	\$ 378	\$ 114	\$ 492

See Notes to Consolidated Financial Statements.

F-8

**SEMPRA ENERGY**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEETS**  
*(Dollars in millions)*

	December 31, 2019	December 31, 2018
<b>ASSETS</b>		
Current assets:		
Cash and cash equivalents	\$ 108	\$ 102
Restricted cash	31	35
Accounts receivable - trade, net	1,261	1,215
Accounts receivable - other, net	455	320
Due from unconsolidated affiliates	32	37
Income taxes receivable	112	60
Inventories	277	258
Regulatory assets	222	138
Greenhouse gas allowances	72	59
Assets held for sale	-	713
Assets held for sale in discontinued operations	445	459
Other current assets	324	249
Total current assets	3,339	3,645
Other assets:		



**COPY SIMPLE**

Restricted cash	3	21
Due from unconsolidated affiliates	742	644
Regulatory assets	1,930	1,589
Nuclear decommissioning trusts	1,082	974
Investment in Oncor Holdings	11,519	9,652
Other investments	2,103	2,320
Goodwill	1,602	1,602
Other intangible assets	213	224
Dedicated assets in support of certain benefit plans	488	416
Insurance receivable for Aliso Canyon costs	339	461
Deferred income taxes	155	141
Greenhouse gas allowances	470	289
Right-of-use assets - operating leases	591	-
Wildfire fund	392	-
Assets held for sale in discontinued operations	3,513	3,259
Other long-term assets	732	962
Total other assets	25,874	22,554
Property, plant and equipment:		
Property, plant and equipment	49,329	46,615
Less accumulated depreciation and amortization	(12,877)	(12,176)
Property, plant and equipment, net (\$295 at December 31, 2018 related to Otay Mesa VIE)	36,452	34,439
Total assets	\$ 65,665	\$ 60,638

See Notes to Consolidated Financial Statements.

F-9

## SEMPRA ENERGY

### CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (CONTINUED)

(Dollars in millions)

	December 31, 2019	December 31, 2018
<b>LIABILITIES AND EQUITY</b>		
Current liabilities:		
Short-term debt	\$ 3,505	\$ 2,024
Accounts payable - trade	1,234	1,160
Accounts payable - other	179	138
Due to unconsolidated affiliates	5	10
Dividends and interest payable	515	480
Accrued compensation and benefits	476	440
Regulatory liabilities	319	105

Current portion of long-term debt and finance leases (\$28 at December 31, 2018 related to Otay Mesa VIE)	1,526	1,644
Reserve for Aliso Canyon costs	9	160
Greenhouse gas obligations	72	59
Liabilities held for sale in discontinued operations	444	368
Other current liabilities	866	935
Total current liabilities	9,150	7,523
Long-term debt and finance leases (\$190 at December 31, 2018 related to Otay Mesa VIE)	20,785	20,903
Deferred credits and other liabilities:		
Due to unconsolidated affiliates	195	37
Pension and other postretirement benefit plan obligations, net of plan assets	1,067	1,143
Deferred income taxes	2,577	2,321
Deferred investment tax credits	21	24
Regulatory liabilities	3,741	4,016
Asset retirement obligations	2,923	2,786
Greenhouse gas obligations	301	131
Liabilities held for sale in discontinued operations	1,052	1,013
Deferred credits and other	2,048	1,493
Total deferred credits and other liabilities	13,925	12,964
Commitments and contingencies (Note 16)		
Equity:		
Preferred stock (50 million shares authorized):		
6% mandatory convertible preferred stock, series A (17.25 million shares issued and outstanding)	1,693	1,693
6.75% mandatory convertible preferred stock, series B (5.75 million shares issued and outstanding)	565	565
Common stock (750 million shares authorized; 292 million and 274 million shares outstanding at December 31, 2019 and 2018, respectively; no par value)	7,480	5,540
Retained earnings	11,130	10,104
Accumulated other comprehensive income (loss)	(939)	(764)
Total Sempra Energy shareholders' equity	19,929	17,138
Preferred stock of subsidiary	20	20
Other noncontrolling interests	1,856	2,090
Total equity	21,805	19,248
Total liabilities and equity	\$ 65,665	\$ 60,638

See Notes to Consolidated Financial Statements.

## SEMPRA ENERGY

### CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES</b>			
Net income	\$ 2,362	\$ 1,126	\$ 351
Less: (Income) loss from discontinued operations, net of income tax	(363)	(188)	31
Income from continuing operations, net of income tax	1,999	938	382
Adjustments to reconcile net income to net cash provided by operating activities:			
Depreciation and amortization	1,569	1,491	1,436
Deferred income taxes and investment tax credits	189	(242)	889
Write-off of wildfire regulatory asset	-	-	351
Impairment losses	43	1,122	72
Gain on sale of assets	(63)	(513)	(2)
Equity earnings	(580)	(175)	(72)
Share-based compensation expense	75	83	82
Other	26	112	22
Net change in other working capital components:			
Accounts receivable	(91)	(145)	29
Income taxes receivable/payable, net	(166)	88	(78)
Inventories	(22)	32	(42)
Other current assets	(88)	(79)	(6)
Accounts payable	12	96	84
Regulatory balancing accounts	13	263	108
Reserve for Aliso Canyon costs	(144)	56	31
Other current liabilities	(99)	52	(19)
Intercompany activities with discontinued operations, net	378	70	8
Insurance receivable for Aliso Canyon costs	122	(43)	188
Wildfire fund, current and noncurrent	(323)	-	-
Changes in other noncurrent assets and liabilities, net	(152)	14	(124)
Net cash provided by continuing operations	2,698	3,220	3,339
Net cash provided by discontinued operations	390	296	286
<b>Net cash provided by operating activities</b>	<b>3,088</b>	<b>3,516</b>	<b>3,625</b>
<b>CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES</b>			
Expenditures for property, plant and equipment	(3,708)	(3,544)	(3,705)
Expenditures for investments and acquisitions, net of cash and cash equivalents acquired	(1,797)	(10,168)	(269)
Proceeds from sale of assets	899	1,580	15
Purchases of nuclear decommissioning trust assets	(914)	(890)	(1,314)
Proceeds from sales of nuclear decommissioning trust assets	914	890	1,314
Advances to unconsolidated affiliates	(16)	(95)	(505)
Repayments of advances to unconsolidated affiliates	3	3	9
Intercompany activities with discontinued operations, net	8	(22)	(18)

Other	30	41	24
Net cash used in continuing operations	(4,581)	(12,205)	(4,449)
Net cash used in discontinued operations	(12)	(265)	(436)
<b>Net cash used in investing activities</b>	<b>(4,593)</b>	<b>(12,470)</b>	<b>(4,885)</b>

See Notes to Consolidated Financial Statements

F-11

**SEMPRA ENERGY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS (CONTINUED)**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES</b>			
Common dividends paid	(993)	(877)	(755)
Preferred dividends paid	(142)	(89)	-
Issuances of mandatory convertible preferred stock, net	-	2,258	-
Issuances of common stock, net	1,830	2,272	47
Repurchases of common stock	(26)	(21)	(15)
Issuances of debt (maturities greater than 90 days)	4,296	8,927	4,260
Payments on debt (maturities greater than 90 days) and finance leases	(3,667)	(3,342)	(2,587)
Increase (decrease) in short-term debt, net	656	(84)	(39)
Advances from unconsolidated affiliates	155	-	35
Proceeds from sale of noncontrolling interests, net	5	90	196
Purchases of noncontrolling interests	(30)	(7)	-
Contributions from (distributions to) noncontrolling interests, net	98	(26)	(114)
Intercompany activities with discontinued operations, net	(266)	(109)	167
Other	(49)	(117)	(43)
Net cash provided by continuing operations	1,867	8,875	1,152
Net cash (used in) provided by discontinued operations	(392)	(25)	40
<b>Net cash provided by financing activities</b>	<b>1,475</b>	<b>8,850</b>	<b>1,192</b>
Effect of exchange rate changes in continuing operations	-	(2)	(2)
Effect of exchange rate changes in discontinued operations	1	(12)	9
Effect of exchange rate changes on cash, cash equivalents and restricted cash	1	(14)	7
Decrease in cash, cash equivalents and restricted cash, including discontinued operations	(29)	(118)	(61)
Cash, cash equivalents and restricted cash, including discontinued operations, January 1	246	364	425
Cash, cash equivalents and restricted cash, including discontinued operations, December 31	\$ 217	\$ 246	\$ 364

**SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF CASH FLOW INFORMATION**



Interest payments, net of amounts capitalized	\$ 1,051	\$ 773	\$ 599
Income tax payments, net of refunds	254	107	122

## SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF NONCASH INVESTING AND FINANCING ACTIVITIES

### Acquisitions:

Assets acquired, net of cash and cash equivalents acquired	\$ -	\$ 9,670	\$ 436
Value of equity method investment immediately prior to acquisition	-	-	(28)
Liabilities assumed	-	(102)	(261)
Cash paid, net of cash and cash equivalents acquired	\$ -	\$ 9,568	\$ 147
Accrued interest receivable from unconsolidated affiliate	\$ 55	\$ 62	\$ 22
Accrued capital expenditures	515	425	520
Accrued commercial paper proceeds	67	-	-
Increase in finance lease obligations for investment in property, plant and equipment	38	556	503
Preferred dividends declared but not paid	36	36	-
Common dividends issued in stock	55	54	53
Common dividends declared but not paid	283	245	207

See Notes to Consolidated Financial Statements

F-12

## SEMPRA ENERGY

### CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY

(Dollars in millions)

	Years ended December 31, 2019, 2018 and 2017						
	Preferred stock	Common stock	Retained earnings	Accumulated other comprehensive income (loss)	Sempra Energy shareholders' equity	Non-controlling interests	Total equity
Balance at December 31, 2016	\$ -	\$ 2,982	\$10,717	\$ (748)	\$ 12,951	\$ 2,290	\$15,241
Net income			257		257	94	351
Other comprehensive income				122	122	20	142
Share-based compensation expense		82			82		82
Dividends declared:							
Common stock (\$3.29/share)			(826)		(826)		(826)
Preferred dividends of subsidiary			(1)		(1)		(1)
Issuances of common stock		100			100		100
Repurchases of common stock		(15)			(15)		(15)
Noncontrolling interest activities:							
Contributions						2	2
Distributions						(132)	(132)
Sales, net of offering costs						196	196

Balance at December 31, 2017	-	3,149	10,147	(626)	12,670	2,470	15,140
Cumulative-effect adjustments from change in accounting principles			2	(3)	(1)		(1)
Net income			1,050		1,050	76	1,126
Other comprehensive (loss) income				(135)	(135)	2	(133)
Share-based compensation expense		83			83		83
Dividends declared:							
Series A preferred stock (\$6.10/share)			(105)		(105)		(105)
Series B preferred stock (\$3.41/share)			(20)		(20)		(20)
Common stock (\$3.58/share)			(969)		(969)		(969)
Preferred dividends of subsidiary			(1)		(1)		(1)
Issuance of series A preferred stock	1,693				1,693		1,693
Issuance of series B preferred stock	565				565		565
Issuances of common stock		2,326			2,326		2,326
Repurchases of common stock		(21)			(21)		(21)
Noncontrolling interest activities:							
Contributions						66	66
Distributions						(110)	(110)
Purchases		(1)			(1)	(7)	(8)
Sales, net of offering costs		4			4	86	90
Acquisition						13	13
Deconsolidations						(486)	(486)
Balance at December 31, 2018	2,258	5,540	10,104	(764)	17,138	2,110	19,248
Cumulative-effect adjustments from change in accounting principles			57	(42)	15		15
Net income			2,198		2,198	164	2,362
Other comprehensive loss				(133)	(133)	(7)	(140)
Share-based compensation expense		75			75		75
Dividends declared:							
Series A preferred stock (\$6.00/share)			(103)		(103)		(103)
Series B preferred stock (\$6.75/share)			(39)		(39)		(39)
Common stock (\$3.87/share)			(1,086)		(1,086)		(1,086)
Preferred dividends of subsidiary			(1)		(1)		(1)
Issuances of common stock		1,885			1,885		1,885
Repurchases of common stock		(26)			(26)		(26)
Noncontrolling interest activities:							
Contributions						175	175
Distributions		5			5	(103)	(98)
Purchases		(3)			(3)	(27)	(30)
Sale		4			4	1	5
Acquisition						3	3
Deconsolidations						(440)	(440)
Balance at December 31, 2019	\$ 2,258	\$ 7,480	\$11,130	\$ (939)	\$ 19,929	\$ 1,876	\$21,805

See Notes to Consolidated Financial Statements.

**COPIA SIMPLE**

F-13

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF OPERATIONS**  
*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Operating revenues			
Electric	\$ 4,267	\$ 4,003	\$ 3,935
Natural gas	658	565	541
Total operating revenues	4,925	4,568	4,476
Operating expenses			
Cost of electric fuel and purchased power	1,194	1,370	1,293
Cost of natural gas	176	152	164
Operation and maintenance	1,181	1,058	1,024
Depreciation and amortization	760	688	670
Franchise fees and other taxes	301	290	265
Write-off of wildfire regulatory asset	-	-	351
Total operating expenses	3,612	3,558	3,767
Operating income	1,313	1,010	709
Other income, net	39	56	70
Interest income	4	4	-
Interest expense	(411)	(221)	(203)
Income before income taxes	945	849	576
Income tax expense	(171)	(173)	(155)
Net income	774	676	421
Earnings attributable to noncontrolling interest	(7)	(7)	(14)
Earnings attributable to common shares	\$ 767	\$ 669	\$ 407

See Notes to Consolidated Financial Statements.

F-14

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)**  
*(Dollars in millions)*

Years ended December 31, 2019, 2018 and 2017

	SDG&E shareholder's equity					Total
	Pretax amount	Income tax (expense) benefit	Net-of-tax amount	Noncontrolling interest (after tax)		
<b>2019:</b>						
Net income	\$ 938	\$ (171)	\$ 767	\$ 7	\$	774
Other comprehensive income (loss):						
Financial instruments	-	-	-	2		2
Pension and other postretirement benefits	(6)	2	(4)	-		(4)
Total other comprehensive (loss) income	(6)	2	(4)	2		(2)
Comprehensive income	\$ 932	\$ (169)	\$ 763	\$ 9	\$	772
<b>2018:</b>						
Net income	\$ 842	\$ (173)	\$ 669	\$ 7	\$	676
Other comprehensive income (loss):						
Financial instruments	-	-	-	8		8
Pension and other postretirement benefits	(2)	-	(2)	-		(2)
Total other comprehensive (loss) income	(2)	-	(2)	8		6
Comprehensive income	\$ 840	\$ (173)	\$ 667	\$ 15	\$	682
<b>2017:</b>						
Net income	\$ 562	\$ (155)	\$ 407	\$ 14	\$	421
Other comprehensive income (loss):						
Financial instruments	-	-	-	11		11
Pension and other postretirement benefits	(1)	1	-	-		-
Total other comprehensive (loss) income	(1)	1	-	11		11
Comprehensive income	\$ 561	\$ (154)	\$ 407	\$ 25	\$	432

See Notes to Consolidated Financial Statements.

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEETS**

(Dollars in millions)

	December 31, 2019	December 31, 2018
<b>ASSETS</b>		
Current assets:		
Cash and cash equivalents	\$ 10	\$ 8



Restricted cash	-	11
Accounts receivable - trade, net	398	368
Accounts receivable - other, net	119	106
Income taxes receivable, net	128	-
Inventories	94	102
Prepaid expenses	120	74
Regulatory assets	209	123
Fixed-price contracts and other derivatives	43	82
Greenhouse gas allowances	13	15
Other current assets	24	5
Total current assets	1,158	894
Other assets:		
Restricted cash	-	18
Regulatory assets	440	454
Nuclear decommissioning trusts	1,082	974
Greenhouse gas allowances	189	155
Right-of-use assets - operating leases	130	-
Wildfire fund	392	-
Other long-term assets	202	420
Total other assets	2,435	2,021
Property, plant and equipment:		
Property, plant and equipment	22,504	21,662
Less accumulated depreciation and amortization	(5,537)	(5,352)
Property, plant and equipment, net (\$295 at December 31, 2018 related to VIE)	16,967	16,310
Total assets	\$ 20,560	\$ 19,225

See Notes to Consolidated Financial Statements.

F-16

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEETS (CONTINUED)**  
*(Dollars in millions)*

	December 31, 2019	December 31, 2018
<b>LIABILITIES AND EQUITY</b>		
Current liabilities:		
Short-term debt	\$ 80	\$ 291
Accounts payable	496	439
Due to unconsolidated affiliates	53	61

Accrued compensation and benefits	138	117
Accrued franchise fees	53	64
Regulatory liabilities	76	53
Current portion of long-term debt and finance leases (\$28 at December 31, 2018 related to VIE)	56	81
Customer deposits	74	70
Greenhouse gas obligations	13	15
Asset retirement obligations	95	96
Other current liabilities	176	141
<b>Total current liabilities</b>	<b>1,310</b>	<b>1,428</b>
Long-term debt and finance leases (\$190 at December 31, 2018 related to VIE)	6,306	6,138
Deferred credits and other liabilities:		
Pension obligation, net of plan assets	153	212
Deferred income taxes	1,848	1,616
Deferred investment tax credits	14	16
Regulatory liabilities	2,319	2,404
Asset retirement obligations	771	778
Greenhouse gas obligations	62	30
Deferred credits and other	677	488
<b>Total deferred credits and other liabilities</b>	<b>5,844</b>	<b>5,544</b>
Commitments and contingencies (Note 16)		
Equity:		
Preferred stock (45 million shares authorized; none issued)	-	-
Common stock (255 million shares authorized; 117 million shares outstanding; no par value)	1,660	1,338
Retained earnings	5,456	4,687
Accumulated other comprehensive income (loss)	(16)	(10)
<b>Total SDG&amp;E shareholder's equity</b>	<b>7,100</b>	<b>6,015</b>
Noncontrolling interest	-	100
<b>Total equity</b>	<b>7,100</b>	<b>6,115</b>
<b>Total liabilities and equity</b>	<b>\$ 20,560</b>	<b>\$ 19,225</b>

See Notes to Consolidated Financial Statements.

	2019	2018	2017
<b>CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES</b>			
Net income	\$ 774	\$ 676	\$ 421
Adjustments to reconcile net income to net cash provided by operating activities:			
Depreciation and amortization	760	688	670
Deferred income taxes and investment tax credits	105	39	(10)
Write-off of wildfire regulatory asset	-	-	351
Other	13	(17)	(24)
Net change in other working capital components:			
Accounts receivable	(15)	30	(76)
Due to/from affiliates, net	(8)	(2)	(10)
Income taxes receivable/payable, net	(126)	23	136
Inventories	4	3	(25)
Other current assets	(19)	(6)	9
Accounts payable	32	(1)	75
Regulatory balancing accounts	(101)	138	56
Other current liabilities	4	4	4
Wildfire fund, current and noncurrent	(323)	-	-
Changes in other noncurrent assets and liabilities, net	(10)	9	(30)
Net cash provided by operating activities	1,090	1,584	1,547
<b>CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES</b>			
Expenditures for property, plant and equipment	(1,522)	(1,542)	(1,555)
Decrease in cash from deconsolidation of Otay Mesa VIE	(8)	-	-
Purchases of nuclear decommissioning trust assets	(914)	(890)	(1,314)
Proceeds from sales of nuclear decommissioning trust assets	914	890	1,314
Decrease in loans to affiliate, net	-	-	31
Other	8	-	9
Net cash used in investing activities	(1,522)	(1,542)	(1,515)
<b>CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES</b>			
Common dividends paid	-	(250)	(450)
Equity contribution from Sempra Energy	322	-	-
Issuances of debt (maturities greater than 90 days)	400	618	398
Payments on debt (maturities greater than 90 days) and finance leases	(274)	(492)	(186)
(Decrease) increase in short-term debt, net	(211)	38	253
Contributions from (distributions to) noncontrolling interest, net	172	57	(34)
Debt issuance costs	(4)	(5)	(4)
Net cash provided by (used in) financing activities	405	(34)	(23)
(Decrease) increase in cash, cash equivalents and restricted cash	(27)	8	9
Cash, cash equivalents and restricted cash, January 1	37	29	20
Cash, cash equivalents and restricted cash, December 31	\$ 10	\$ 37	\$ 29
<b>SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF CASH FLOW INFORMATION</b>			
Interest payments, net of amounts capitalized	\$ 405	\$ 214	\$ 195

Income tax payments, net of refunds 191 112 27

**SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF NONCASH INVESTING AND FINANCING ACTIVITIES**

Accrued capital expenditures	\$ 174	\$ 159	\$ 217
Increase in finance lease obligations for investment in property, plant and equipment	16	550	500

See Notes to Consolidated Financial Statements

F-18

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY  
CONSOLIDATED STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31, 2019, 2018 and 2017					
	Common stock	Retained earnings	Accumulated other comprehensive income (loss)	SDG&E shareholder's equity	Noncontrolling interest	Total equity
Balance at December 31, 2016	\$ 1,338	\$ 4,311	\$ (8)	\$ 5,641	\$ 37	\$ 5,678
<b>Net income</b>		407		407	14	421
<b>Other comprehensive income</b>					11	11
Common stock dividends declared (\$3.86/share)		(450)		(450)		(450)
Noncontrolling interest activities:						
Contributions					1	1
Distributions					(35)	(35)
Balance at December 31, 2017	1,338	4,268	(8)	5,598	28	5,626
<b>Net income</b>		669		669	7	676
<b>Other comprehensive (loss) income</b>			(2)	(2)	8	6
Common stock dividends declared (\$2.14/share)		(250)		(250)		(250)
Noncontrolling interest activities:						
Contributions					65	65
Distributions					(8)	(8)
Balance at December 31, 2018	1,338	4,687	(10)	6,015	100	6,115
Cumulative-effect adjustment from change in accounting principle		2	(2)	-		-
<b>Net income</b>		767		767	7	774
<b>Other comprehensive (loss) income</b>			(4)	(4)	2	(2)
Equity contribution from Sempra Energy	322			322		322
Noncontrolling interest activities:						
Contributions					175	175



Distributions						(3)	(3)
Deconsolidation						(281)	(281)
Balance at December 31, 2019	\$ 1,660	\$ 5,456	\$	(16)	\$ 7,100	\$	- \$7,100

See Notes to Consolidated Financial Statements.

F-19

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**STATEMENTS OF OPERATIONS**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Operating revenues	\$ 4,525	\$ 3,962	\$ 3,785
Operating expenses			
Cost of natural gas	977	1,048	1,025
Operation and maintenance	1,780	1,613	1,474
Depreciation and amortization	602	556	515
Franchise fees and other taxes	173	154	144
Impairment losses	37	-	-
Total operating expenses	3,569	3,371	3,158
Operating income	956	591	627
Other (expense) income, net	(55)	15	31
Interest income	2	2	1
Interest expense	(141)	(115)	(102)
Income before income taxes	762	493	557
Income tax expense	(120)	(92)	(160)
Net income	642	401	397
Preferred dividends	(1)	(1)	(1)
Earnings attributable to common shares	\$ 641	\$ 400	\$ 396

See Notes to Financial Statements.

F-20

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)**

(Dollars in millions)

Years ended December 31, 2019, 2018 and 2017

	Pretax amount	Income tax expense	Net-of-tax amount
<b>2019:</b>			
Net income	\$ 762	\$ (120)	\$ 642
Other comprehensive income (loss):			
Financial instruments	1	-	1
Pension and other postretirement benefits	1	(1)	-
Total other comprehensive income	2	(1)	1
Comprehensive income	\$ 764	\$ (121)	\$ 643
<b>2018:</b>			
Net income	\$ 493	\$ (92)	\$ 401
Other comprehensive income (loss):			
Financial instruments	1	-	1
Total other comprehensive income	1	-	1
Comprehensive income	\$ 494	\$ (92)	\$ 402
<b>2017:</b>			
Net income	\$ 557	\$ (160)	\$ 397
Other comprehensive income (loss):			
Pension and other postretirement benefits	1	-	1
Total other comprehensive income	1	-	1
Comprehensive income	\$ 558	\$ (160)	\$ 398

See Notes to Financial Statements.

F-21

## SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY

### BALANCE SHEETS

(Dollars in millions)

	December 31, 2019	December 31, 2018
<b>ASSETS</b>		
Current assets:		
Cash and cash equivalents	\$ 10	\$ 18
Accounts receivable - trade, net	710	634
Accounts receivable - other, net	87	97
Due from unconsolidated affiliates	11	7
Income taxes receivable, net	161	2
Inventories	136	134
Regulatory assets	7	12
Greenhouse gas allowances	52	37

Other current assets	44	29
Total current assets	1,218	970
Other assets:		
Regulatory assets	1,407	1,051
Insurance receivable for Aliso Canyon costs	339	461
Greenhouse gas allowances	248	116
Right-of-use assets - operating leases	94	-
Other long-term assets	447	352
Total other assets	2,535	1,980
Property, plant and equipment:		
Property, plant and equipment	19,362	18,138
Less accumulated depreciation and amortization	(6,038)	(5,699)
Property, plant and equipment, net	13,324	12,439
Total assets	\$ 17,077	\$ 15,389

See Notes to Financial Statements.

F-22

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**BALANCE SHEETS (CONTINUED)**  
*(Dollars in millions)*

	December 31, 2019	December 31, 2018
<b>LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY</b>		
Current liabilities:		
Short-term debt	\$ 630	\$ 256
Accounts payable - trade	545	556
Accounts payable - other	110	93
Due to unconsolidated affiliates	47	34
Accrued compensation and benefits	182	159
Regulatory liabilities	243	52
Current portion of long-term debt and finance leases	6	3
Customer deposits	71	101
Reserve for Aliso Canyon costs	9	160
Greenhouse gas obligations	52	37
Asset retirement obligations	65	90
Other current liabilities	222	217
Total current liabilities	2,182	1,758
Long-term debt and finance leases	3,788	3,427
Deferred credits and other liabilities:		
Pension obligation, net of plan assets	785	760

Deferred income taxes	1,403	1,177
Deferred investment tax credits	7	8
Regulatory liabilities	1,422	1,612
Asset retirement obligations	2,112	1,973
Greenhouse gas obligations	208	86
Deferred credits and other	422	330
Total deferred credits and other liabilities	6,359	5,946
Commitments and contingencies (Note 16)		
Shareholders' equity:		
Preferred stock (11 million shares authorized; 1 million shares outstanding)	22	22
Common stock (100 million shares authorized; 91 million shares outstanding; no par value)	866	866
Retained earnings	3,883	3,390
Accumulated other comprehensive income (loss)	(23)	(20)
Total shareholders' equity	4,748	4,258
Total liabilities and shareholders' equity	\$ 17,077	\$ 15,389

See Notes to Financial Statements.

F-23

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**STATEMENTS OF CASH FLOWS**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES</b>			
Net income	\$ 642	\$ 401	\$ 397
Adjustments to reconcile net income to net cash provided by operating activities:			
Depreciation and amortization	602	556	515
Deferred income taxes and investment tax credits	88	78	137
Impairment losses	37	-	-
Other	(5)	(7)	11
Net change in working capital components:			
Accounts receivable	(73)	(87)	72
Due to/from affiliates, net	(1)	(10)	7
Income taxes receivable/payable, net	(156)	14	(5)
Inventories	1	(2)	(66)
Other current assets	(9)	11	-
Accounts payable	(7)	71	39
Regulatory balancing accounts	114	125	53



Reserve for Aliso Canyon costs	(144)	56	31
Other current liabilities	(21)	(6)	20
Insurance receivable for Aliso Canyon costs	122	(43)	188
Changes in other noncurrent assets and liabilities, net	(322)	(144)	(93)
Net cash provided by operating activities	868	1,013	1,306
<b>CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES</b>			
Expenditures for property, plant and equipment	(1,439)	(1,538)	(1,367)
Other	1	7	4
Net cash used in investing activities	(1,438)	(1,531)	(1,363)
<b>CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES</b>			
Common dividends paid	(150)	(50)	-
Preferred dividends paid	(1)	(1)	(1)
Issuances of debt (maturities greater than 90 days)	349	949	-
Payments on debt (maturities greater than 90 days) and finance leases	(6)	(500)	-
Increase in short-term debt, net	374	140	54
Debt issuance costs	(4)	(10)	-
Net cash provided by financing activities	562	528	53
(Decrease) increase in cash and cash equivalents	(8)	10	(4)
Cash and cash equivalents, January 1	18	8	12
Cash and cash equivalents, December 31	\$ 10	\$ 18	\$ 8
<b>SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF CASH FLOW INFORMATION</b>			
Interest payments, net of amounts capitalized	\$ 126	\$ 105	\$ 97
Income tax payments, net of refunds	188	-	28
<b>SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF NONCASH INVESTING AND FINANCING ACTIVITIES</b>			
Accrued capital expenditures	\$ 205	\$ 191	\$ 208
Increase in finance lease obligations for investment in property, plant and equipment	22	6	3

See Notes to Consolidated Financial Statements

**COPIA SIMPLE**

	Preferred stock	Common stock	Retained earnings	Accumulated other comprehensive income (loss)	Total shareholders' equity
Balance at December 31, 2016	\$ 22	\$ 866	\$ 2,644	\$ (22)	\$ 3,510
<b>Net income</b>			397		397
<b>Other comprehensive income</b>				1	1
Preferred stock dividends declared (\$1.50/share)			(1)		(1)
Balance at December 31, 2017	22	866	3,040	(21)	3,907
<b>Net income</b>			401		401
<b>Other comprehensive income</b>				1	1
Dividends declared:					
Preferred stock (\$1.50/share)			(1)		(1)
Common stock (\$0.55/share)			(50)		(50)
Balance at December 31, 2018	22	866	3,390	(20)	4,258
Cumulative-effect adjustment from change in accounting principle			2	(4)	(2)
<b>Net income</b>			642		642
<b>Other comprehensive income</b>				1	1
Dividends declared:					
Preferred stock (\$1.50/share)			(1)		(1)
Common stock (\$1.64/share)			(150)		(150)
Balance at December 31, 2019	\$ 22	\$ 866	\$ 3,883	\$ (23)	\$ 4,748

See Notes to Financial Statements.

F-25

## SEMPRA ENERGY AND SUBSIDIARIES

### NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

#### NOTE 1. SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES AND OTHER FINANCIAL DATA

##### PRINCIPLES OF CONSOLIDATION

##### *Sempra Energy*

Sempra Energy's Consolidated Financial Statements include the accounts of Sempra Energy, a California-based energy-services holding company, and its consolidated subsidiaries and VIEs. Sempra Global is the holding company for most of our subsidiaries that are not subject to California or Texas utility regulation. Sempra Energy's

businesses were managed within six separate reportable segments until April 2019 and five separate reportable segments thereafter, which we discuss in Note 17. In the first quarter of 2019, our Sempra LNG & Midstream segment was renamed “Sempra LNG.” This segment name change had no impact on our historical position, results of operations, cash flow or segment level results previously reported. All references in these Notes to our reportable segments are not intended to refer to any legal entity with the same or similar name.

### ***SDG&E***

SDG&E’s Consolidated Financial Statements include its accounts and the accounts of a VIE of which SDG&E was the primary beneficiary until August 23, 2019, at which time SDG&E deconsolidated the VIE, as we discuss below in “Variable Interest Entities.” SDG&E’s common stock is wholly owned by Enova, which is a wholly owned subsidiary of Sempra Energy.

### ***SoCalGas***

SoCalGas’ common stock is wholly owned by PE, which is a wholly owned subsidiary of Sempra Energy. In this report, we refer to SDG&E and SoCalGas collectively as the California Utilities.

## **BASIS OF PRESENTATION**

This is a combined report of Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas. We provide separate information for SDG&E and SoCalGas as required. References in this report to “we,” “our” and “Sempra Energy Consolidated” are to Sempra Energy and its consolidated entities, unless otherwise indicated by the context. We have eliminated intercompany accounts and transactions within the consolidated financial statements of each reporting entity.

Throughout this report, we refer to the following as Consolidated Financial Statements and Notes to Consolidated Financial Statements when discussed together or collectively:

- the Consolidated Financial Statements and related Notes of Sempra Energy and its subsidiaries and VIEs;
- the Consolidated Financial Statements and related Notes of SDG&E and its VIE (until deconsolidation of the VIE in August 2019); and
- the Financial Statements and related Notes of SoCalGas.

### ***Use of Estimates in the Preparation of the Financial Statements***

We have prepared our Consolidated Financial Statements in conformity with U.S. GAAP. This requires us to make estimates and assumptions that affect the amounts reported in the financial statements and accompanying notes, including the disclosure of contingent assets and liabilities at the date of the financial statements. Although we believe the estimates and assumptions are reasonable, actual amounts ultimately may differ significantly from those estimates.

### ***Discontinued Operations***

In January 2019, our board of directors approved a plan to sell our South American businesses based on our strategic focus on North America. We determined that these businesses, which previously constituted the Sempra South American Utilities segment, and certain activities associated with these businesses, met the held-for-sale criteria. These businesses are presented as discontinued operations, as the planned sales represent a strategic shift that will have a major effect on our operations and financial results. Throughout this report, the financial information for all periods presented has been adjusted to reflect the



presentation of these businesses as discontinued operations, which we discuss further in Note 5. Our discussions in the Notes below relate only to our continuing operations unless otherwise noted.

### ***Subsequent Events***

We evaluated events and transactions that occurred after December 31, 2019 through the date the financial statements were issued, and in the opinion of management, the accompanying statements reflect all adjustments and disclosures necessary for a fair presentation.

### **EFFECTS OF REGULATION**

The California Utilities' accounting policies and financial statements reflect the application of U.S. GAAP provisions governing rate-regulated operations and the policies of the CPUC and the FERC. Under these provisions, a regulated utility records regulatory assets, which are generally costs that would otherwise be charged to expense, if it is probable that, through the ratemaking process, the utility will recover those assets from customers. To the extent that recovery is no longer probable, the related regulatory assets are written off. Regulatory liabilities generally represent amounts collected from customers in advance of the actual expenditure by the utility. If the actual expenditures are less than amounts previously collected from ratepayers, the excess would be refunded to customers, generally by reducing future rates. Regulatory liabilities may also arise from other transactions such as unrealized gains on fixed price contracts and other derivatives or certain deferred income tax benefits that are passed through to customers in future rates. In addition, the California Utilities record regulatory liabilities when the CPUC or the FERC requires a refund to be made to customers or has required that a gain or other transaction of not allowable costs be given to customers over future periods.

Determining probability of recovery of regulatory assets requires significant judgment by management and may include, but is not limited to, consideration of:

- the nature of the event giving rise to the assessment
- existing statutes and regulatory code
- legal precedents
- regulatory principles and analogous regulatory actions
- testimony presented in regulatory hearings
- regulatory orders
- a commission-authorized mechanism established for the accumulation of costs
- status of applications for rehearings or state court appeals
- specific approval from a commission
- historical experience

Sempra Mexico's natural gas distribution utility, Ecogas, also applies U.S. GAAP for rate-regulated utilities to its operations, including the same evaluation of probability of recovery of regulatory assets described above.

We provide information concerning regulatory assets and liabilities in Note 4.



Our Semptra Texas Utilities segment is comprised of our equity method investments in Oncor Holdings, which, at December 31, 2019, owns an 80.25% interest in Oncor, and Sharyland Holdings, which owns 100% of Sharyland Utilities. Oncor and Sharyland Utilities are regulated electric transmission and distribution utilities in Texas and their rates are regulated by the PUCT and certain cities and are subject to regulatory rate-setting processes and annual earnings oversight. Oncor and Sharyland Utilities prepare their financial statements in accordance with the provisions of U.S. GAAP governing rate-regulated operations.

Our Semptra Mexico segment includes the operating companies of our subsidiary, IEnova, as well as certain holding companies and risk management activity. Certain business activities at IEnova are regulated by the CRE and meet the regulatory accounting requirements of U.S. GAAP. Pipeline projects currently under construction at IEnova that meet the regulatory accounting requirements of U.S. GAAP record the impact of AFUDC related to equity. We discuss AFUDC below in "Property, Plant and Equipment."

## FAIR VALUE MEASUREMENTS

F-27

We measure certain assets and liabilities at fair value on a recurring basis, primarily nuclear decommissioning and benefit plan trust assets and derivatives. We also measure certain assets at fair value on a non-recurring basis in certain circumstances.

A fair value measurement reflects the assumptions market participants would use in pricing an asset or liability based on the best available information. These assumptions include the risk inherent in a particular valuation technique (such as a pricing model) and the risks inherent in the inputs to the model. Also, we consider an issuer's credit standing when measuring its liabilities at fair value.

We establish a fair value hierarchy that prioritizes the inputs used to measure fair value. The hierarchy gives the highest priority to unadjusted quoted prices in active markets for identical assets or liabilities (Level 1 measurement) and the lowest priority to unobservable inputs (Level 3 measurement). The three levels of the fair value hierarchy are as follows:

*Level 1* - Pricing inputs are unadjusted quoted prices available in active markets for identical assets or liabilities as of the reporting date. Active markets are those in which transactions for the asset or liability occur in sufficient frequency and volume to provide pricing information on an ongoing basis. Our Level 1 financial instruments primarily consist of listed equities and U.S. government treasury securities, primarily in the NDT and benefit plan trusts, and exchange-traded derivatives.

*Level 2* - Pricing inputs are other than quoted prices in active markets included in Level 1, which are either directly or indirectly observable as of the reporting date. Level 2 includes those financial instruments that are valued using models or other valuation methodologies. These models are primarily industry-standard models that consider various assumptions, including:

- quoted forward prices for commodities
- time value
- current market and contractual prices for the underlying instruments
- volatility factors

- other relevant economic measures

Substantially all of these assumptions are observable in the marketplace throughout the full term of the instrument and can be derived from observable data or are supported by observable levels at which transactions are executed in the marketplace. Our financial instruments in this category include listed equities, domestic corporate bonds, municipal bonds and other foreign bonds, primarily in the NDT and benefit plan trusts, and non-exchange-traded derivatives such as interest rate instruments and over-the-counter forwards and options.

*Level 3* - Pricing inputs include significant inputs that are generally less observable from objective sources. These inputs may be used with internally developed methodologies that result in management's best estimate of fair value from the perspective of a market participant. Our Level 3 financial instruments consist of CRRs and fixed-price electricity positions at SDG&E.

## **CASH, CASH EQUIVALENTS AND RESTRICTED CASH**

Cash equivalents are highly liquid investments with original maturities of three months or less at the date of purchase.

Restricted cash primarily includes:

- for SDG&E, funds held by a trustee for Otay Mesa VIE to pay certain operating costs until the deconsolidation of the VIE in August 2019; and
- for Sempra Mexico, funds primarily denominated in Mexican pesos to pay for rights-of-way, license fees, permits, topographic surveys and other costs pursuant to trust and debt agreements related to pipeline projects.

The following table provides a reconciliation of cash, cash equivalents and restricted cash reported on the Consolidated Balance Sheets to the sum of such amounts reported on the Consolidated Statements of Cash Flows.

F-28

## **RECONCILIATION OF CASH, CASH EQUIVALENTS AND RESTRICTED CASH**

(Dollars in millions)

	At December 31,	
	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Cash and cash equivalents	\$ 108	\$ 102
Restricted cash, current	31	35
Restricted cash, noncurrent	3	21
Cash, cash equivalents and restricted cash in discontinued operations	75	88
Total cash, cash equivalents and restricted cash on the Consolidated Statements of Cash Flows	\$ 217	\$ 246
<b>SDG&amp;E:</b>		
Cash and cash equivalents	\$ 10	\$ 8
Restricted cash, current	-	11
Restricted cash, noncurrent	-	18
Total cash, cash equivalents and restricted cash on the Consolidated Statements of Cash Flows	\$ 10	\$ 37



## COLLECTION ALLOWANCES

We record allowances for the collection of trade and other accounts and notes receivable, which include allowances for doubtful customer accounts and for other receivables. We show the changes in these allowances in the table below:

COLLECTION ALLOWANCES			
(Dollars in millions)			
	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Allowances for collection of receivables at January 1	\$ 21	\$ 25	\$ 29
Provisions for uncollectible accounts	22	10	12
Write-offs of uncollectible accounts	(14)	(14)	(16)
Allowances for collection of receivables at December 31	\$ 29	\$ 21	\$ 25
<b>SDG&amp;E:</b>			
Allowances for collection of receivables at January 1	\$ 11	\$ 9	\$ 8
Provisions for uncollectible accounts	10	9	8
Write-offs of uncollectible accounts	(7)	(7)	(7)
Allowances for collection of receivables at December 31	\$ 14	\$ 11	\$ 9
<b>SoCalGas:</b>			
Allowances for collection of receivables at January 1	\$ 10	\$ 16	\$ 21
Provisions for uncollectible accounts	12	1	4
Write-offs of uncollectible accounts	(7)	(7)	(9)
Allowances for collection of receivables at December 31	\$ 15	\$ 10	\$ 16

We evaluate accounts receivable collectability using a combination of factors, including past due status based on contractual terms, trends in write-offs, the age of the receivable, counterparty creditworthiness, economic conditions and specific events, such as bankruptcies. Adjustments to collection allowances are made when necessary based on the results of analysis, the aging of receivables, and historical and industry trends.

We write off accounts receivable in the period in which we deem the receivable to be uncollectible. We record recoveries of accounts receivable previously written off when it is known that they will be received.

## CONCENTRATION OF CREDIT RISK

Credit risk is the risk of loss that would be incurred as a result of nonperformance by our counterparties on their contractual obligations. We have policies governing the management of credit risk that are administered by the respective credit departments for each of the California Utilities and, on a combined basis, for all non-CPUC regulated affiliates and overseen by their separate risk management committees.



This oversight includes calculating current and potential credit risk on a daily basis and monitoring actual balances in comparison to approved limits. We establish credit limits based on risk and return considerations under terms customarily available in the industry. We avoid concentration of counterparties whenever possible, and we believe our credit policies significantly reduce overall credit risk. These policies include an evaluation of:

- prospective counterparties' financial condition (including credit ratings)
- collateral requirements
- the use of standardized agreements that allow for the netting of positive and negative exposures associated with a single counterparty
- downgrade triggers

We believe that we have provided adequate reserves for counterparty nonperformance.

When our development projects become operational, we rely significantly on the ability of suppliers to perform under long-term agreements and on our ability to enforce contract terms in the event of nonperformance. Also, the factors that we consider in evaluating a development project include negotiating customer and supplier agreements and, therefore, we rely on these agreements for future performance. We also may condition our decision to go forward on development projects on first obtaining these customer and supplier agreements.

## INVENTORIES

The California Utilities value natural gas inventory using the LIFO method. As inventories are sold, differences between the LIFO valuation and the estimated replacement cost are reflected in customer rates. These differences are generally temporary, but may become permanent if the natural gas inventory withdrawn from storage during the year is not replaced by year end. The California Utilities generally value materials and supplies at the lower of average cost or net realizable value.

Sempra Mexico and Sempra LNG value natural gas inventory and materials and supplies at the lower of average cost or net realizable value. Sempra Mexico and Sempra LNG value LNG inventory using the first-in first-out method.

The components of inventories are as follows:

### INVENTORY BALANCES AT DECEMBER 31

(Dollars in millions)

	Natural gas		LNG		Materials and supplies		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Sempra Energy Consolidated	\$ 110	\$ 95	\$ 9	\$ 4	\$ 158	\$ 159	\$ 277	\$ 258
SDG&E	1	-	-	-	93	102	94	102
SoCalGas	90	92	-	-	46	42	136	134

## WILDFIRE FUND



On July 12, 2019, the Wildfire Legislation was signed into law. The Wildfire Legislation addresses certain issues related to catastrophic wildfires in the State of California and their impact on electric IOUs. Investor-owned gas distribution utilities such as SoCalGas are not covered by this legislation. The issues addressed include wildfire mitigation, cost recovery standards and requirements, a wildfire fund, a cap on liability, and the establishment of a wildfire safety board.

The Wildfire Legislation requires SDG&E to install at least \$215 million of fire risk mitigation capital improvements, which will be the first \$215 million of capital included in its wildfire mitigation plan, and recover its financing costs without a ROE.

The Wildfire Legislation established a revised legal standard for the recovery of wildfire costs (Revised Prudent Manager Standard) and established a fund (the Wildfire Fund) to provide liquidity to SDG&E, PG&E and Edison to pay IOU wildfire-related claims in the event that the governmental agency responsible for determining causation determines the applicable IOU's equipment caused the ignition of a wildfire, the primary insurance coverage is exceeded and certain other conditions are satisfied. The primary purpose of the Wildfire Fund is to pool resources provided by shareholders and ratepayers of the IOUs and make those resources available to reimburse the IOUs for third-party wildfire claims incurred after July 12, 2019, the effective date of the Wildfire Legislation, subject to certain limitations.

An IOU may seek payment from the Wildfire Fund for settled or adjudicated third-party damage claims arising from certain wildfires that exceed, in aggregate in a calendar year, the greater of \$1 billion or the IOU's required amount of insurance coverage as recommended by the Wildfire Fund's administrator. Wildfire claims approved by the Wildfire Fund's administrator will be paid

F-30

---

by the Wildfire Fund to the IOU to the extent funds are available. These utilized funds will be subject to review by the CPUC, which will make a determination as to the degree an IOU's conduct related to an ignition of a wildfire was prudent or imprudent. The Revised Prudent Manager Standard requires that the CPUC apply clear standards when reviewing wildfire liability losses paid when determining the reasonableness of an IOU's conduct related to an ignition. Under this standard, the conduct under review related to the ignition may include factors within and beyond the IOU's control, including humidity, temperature and winds. Costs and expenses may be allocated for cost recovery in full or in part. Also, under this standard, an IOU's conduct will be deemed reasonable if a valid annual safety certification is in place at the time of the ignition, unless a serious doubt is raised, in which case the burden shifts to the utility to dispel that doubt. The IOUs will receive an annual safety certification from the CPUC if they meet various requirements.

If an IOU has maintained a valid annual safety certification, to the extent it is found to be imprudent, claims will be reimbursable by the IOU to the Wildfire Fund up to a cap based on the IOU's rate base. The aggregate requirement to reimburse the Wildfire Fund over a trailing three calendar year period is capped at 20% of the equity portion of an IOU's electric transmission and distribution rate base in the year of the prudency determination. SDG&E received its annual safety certification from the CPUC on July 26, 2019, which is valid for 12 months. Based on its 2019 rate base, the liability cap for SDG&E is approximately \$900 million, which will be adjusted annually. The liability cap will apply on a rolling three-year basis so long as future annual safety certifications are received and the Wildfire Fund has not been terminated, which could occur if funds are exhausted. Amounts in excess of the liability cap and

amounts that are determined to be prudently incurred do not need to be reimbursed by an IOU to the Wildfire Fund. The Wildfire Fund does not have a specified term and coverage will continue until the assets of the Wildfire Fund are exhausted and the Wildfire Fund is terminated, in which case, the remaining funds will be transferred to California's general fund to be used for fire risk mitigation programs.

The Wildfire Fund could initially be funded up to \$10.5 billion by a loan from the State of California Surplus Money Investment Fund. Such lending will subsequently be financed through an anticipated DWR bond, securitized through a dedicated surcharge on ratepayers' bills attributable to the DWR. In October 2019, the CPUC adopted a decision authorizing a non-bypassable charge to be collected by the IOUs to support the anticipated DWR bond issuance authorized by AB 1054. The CPUC decision also determined that ratepayers of non-participating electrical corporations shall not pay the non-bypassable charge. PG&E has agreed to participate in the Wildfire Fund, subject to bankruptcy court approval. Accordingly, if PG&E is unable to participate in the Wildfire Fund, its customers will not pay the non-bypassable charge, resulting in significantly lower Wildfire Fund contributions from ratepayers than the anticipated \$10.5 billion.

The Wildfire Fund could also be funded by up to \$7.5 billion in initial shareholder contributions from the IOUs (SDG&E's share is \$322.5 million, PG&E's share is \$4.8 billion and Edison's share is \$2.4 billion). The IOUs could also be required to make annual shareholder contributions to the Wildfire Fund with an aggregate value of \$3 billion over a 10-year period (SDG&E's share is \$129 million, PG&E's share is \$1.9 billion and Edison's share is \$945 million). If PG&E is unable to participate in the Wildfire Fund, SDG&E's and Edison's aggregate shareholder contributions to the Wildfire Fund will not change and are expected to total approximately \$3.8 billion. When estimating the period of benefit of the Wildfire Fund asset that we discuss below, we assume PG&E will participate in the Wildfire Fund. The contributions are not subject to rate recovery.

SDG&E paid its initial shareholder contribution of \$322.5 million to the Wildfire Fund in September 2019. SDG&E funded this contribution with proceeds from an equity contribution from Sempra Energy. Sempra Energy funded the equity contribution to SDG&E with proceeds from settling forward sale agreements through physical delivery of shares of Sempra Energy common stock in exchange for cash, which we discuss in Note 14. Edison paid its initial shareholder contribution in September 2019.

In a complaint filed in U.S. District Court for the Northern District of California in July 2019, plaintiffs seek to invalidate AB 1054 based on allegations that the legislation violates federal law. The California Attorney General has moved to dismiss the complaint.

### ***Wildfire Fund Asset***

SDG&E recorded a Wildfire Fund asset for its commitment to make shareholder contributions totaling \$451.5 million, measured at present value as of July 25, 2019 (the date by which both Edison and SDG&E opted to contribute to the Wildfire Fund). SDG&E is amortizing the Wildfire Fund asset to O&M on a straight-line basis over the estimated period of benefit, as adjusted for utilization by the IOUs. The estimated period of benefit of the Wildfire Fund asset, which is 15 years as of December 31, 2019, is based on several assumptions, including, but not limited to:

- historical wildfire experience of each IOU in the State of California, including frequency and severity of the wildfires
- the value of property potentially damaged by wildfires
- the effectiveness of wildfire risk mitigation efforts by each IOU
- liability cap of each IOU

- IOU prudence determination levels
- FERC jurisdictional allocation levels
- insurance coverage levels

The use of different assumptions, or changes to the assumptions used, could have a significant impact on the estimated period of benefit of the Wildfire Fund asset.

We will periodically reevaluate the estimated period of benefit of the Wildfire Fund asset based on actual experience and changes in the above assumptions. SDG&E may recognize a reduction of its Wildfire Fund asset and record a charge against earnings in the period when there is a reduction of the available coverage due to recoverable claims from the IOUs. The reduction to the Wildfire Fund asset may be proportionate to the Wildfire Fund's consumption (i.e., recoveries for outstanding wildfire claims that are recoverable from the Wildfire Fund, net of anticipated or actual reimbursement to the Wildfire Fund by the responsible IOU, would decrease the Wildfire Fund asset and remaining available coverage). At December 31, 2019, there were no such known claims from the IOUs requiring a reduction of the Wildfire Fund asset.

At December 31, 2019, the current portion of the Wildfire Fund asset was \$29 million in Other Current Assets on Sempra Energy's Consolidated Balance Sheet and in Prepaid Expenses on SDG&E's Consolidated Balance Sheet, and the noncurrent portion of \$392 million was in Wildfire Fund on Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Balance Sheets.

### ***Wildfire Fund Obligation***

SDG&E recorded a Wildfire Fund obligation for its commitment to make shareholder contributions totaling \$451.5 million, measured at present value as of July 25, 2019 (the date by which both Edison and SDG&E opted to contribute to the Wildfire Fund). SDG&E paid its initial shareholder contribution of \$322.5 million to the Wildfire Fund in September 2019 and its first annual shareholder contribution of \$12.9 million in December 2019. At December 31, 2019, SDG&E expects to make annual shareholder contributions of \$12.9 million in each of the next nine years. SDG&E accretes the present value of the Wildfire Fund obligation to O&M until the liability is settled. At December 31, 2019, the Wildfire Fund obligation was \$12.9 million in Other Current Liabilities and \$86 million in Deferred Credits and Other on Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Balance Sheets.

## **INCOME TAXES**

Income tax expense includes current and deferred income taxes. We record deferred income taxes for temporary differences between the book and the tax basis of assets and liabilities. ITCs from prior years are amortized to income by the California Utilities over the estimated service lives of the properties as required by the CPUC.

Under the regulatory accounting treatment required for flow-through temporary differences, the California Utilities and Sempra Mexico recognize:

- regulatory assets to offset deferred income tax liabilities if it is probable that the amounts will be recovered from customers; and
- regulatory liabilities to offset deferred income tax assets if it is probable that the amounts will be returned to customers.

When there are uncertainties related to potential income tax benefits, in order to qualify for recognition, the position we take has to have at least a more-likely-than-not chance of being sustained (based on the position's technical

merits) upon challenge by the respective authorities. The term “more-likely-than-not” means a likelihood of more than 50%. Otherwise, we may not recognize any of the potential tax benefit associated with the position. We recognize a benefit for a tax position that meets the more-likely-than-not criterion at the largest amount of tax benefit that is greater than 50% likely of being realized upon its effective resolution.

Unrecognized income tax benefits involve management’s judgment regarding the likelihood of the benefit being sustained. The final resolution of uncertain tax positions could result in adjustments to recorded amounts and may affect our ETR.

In December 2017, the TCJA was signed into law. As a result, all cumulative undistributed earnings from non-U.S. subsidiaries were deemed repatriated and subjected to a one-time U.S. federal deemed repatriation tax. To the extent we intend to repatriate cash to the U.S. from our continuing international operations, we accrue incremental income tax. We currently do not record deferred income taxes for other basis differences between financial statement and income tax investment amounts in non-U.S. subsidiaries to the extent the related cumulative undistributed earnings are indefinitely reinvested. We recognize income tax expense for basis differences related to global intangible low-taxed income as a period cost if and when incurred.

We provide additional information about income taxes in Note 8.

F-32

---

## **GREENHOUSE GAS ALLOWANCES AND OBLIGATIONS**

The California Utilities, Sempra Mexico and Sempra LNG are required by AB 32 to acquire GHG allowances for every metric ton of carbon dioxide equivalent emitted into the atmosphere during electric generation and natural gas transportation. At the California Utilities, many GHG allowances are allocated to us on behalf of our customers at no cost. We record purchased and allocated GHG allowances at the lower of weighted-average cost or market. We measure the compliance obligation, which is based on emissions, at the carrying value of allowances held plus the fair value of additional allowances necessary to satisfy the obligation. The California Utilities balance costs and revenues associated with the GHG program through regulatory balancing accounts. Sempra Mexico and Sempra LNG record the cost of GHG obligations in cost of sales. We remove the assets and liabilities from the balance sheets as the allowances are surrendered.

## **RENEWABLE ENERGY CERTIFICATES**

RECs are energy rights established by governmental agencies for the environmental and social promotion of renewable electricity generation. A REC, and its associated attributes and benefits, can be sold separately from the underlying physical electricity associated with a renewable-based generation source in certain markets.

Retail sellers of electricity obtain RECs through renewable energy PPAs, internal generation or separate purchases in the market to comply with the RPS established by the governmental agencies. RECs provide documentation for the generation of a unit of renewable energy that is used to verify compliance with the RPS. The cost of RECs at SDG&E, which is recoverable in rates, is recorded in Cost of Electric Fuel and Purchased Power on the Consolidated Statements of Operations.



## PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT

PP&E is recorded at cost and primarily represents the buildings, equipment and other facilities used by the California Utilities to provide natural gas and electric utility services, and by the Sempra Global businesses in their operations, including construction work in progress. PP&E also includes lease improvements and other equipment at Parent and Other. Our plant costs include labor, materials and contract services and expenditures for replacement parts incurred during a major maintenance outage of a plant. In addition, the cost of utility plant at our rate-regulated businesses and PP&E under regulated projects that meet the regulatory accounting requirements of U.S. GAAP includes AFUDC. The cost of other PP&E includes capitalized interest. Maintenance costs are expensed as incurred. The cost of most retired depreciable utility plant assets less salvage value is charged to accumulated depreciation. We discuss assets collateralized as security for certain indebtedness in Note 7.

F-33

### PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT BY MAJOR FUNCTIONAL CATEGORY

(Dollars in millions)

	December 31,		Depreciation rates for years ended December 31,		
	2019	2018	2019	2018	2017
<b>SDG&amp;E:</b>					
Natural gas operations	\$ 2,534	\$ 2,382	2.47%	2.44%	2.40%
Electric distribution	7,985	7,462	3.94	3.91	3.92
Electric transmission <sup>(1)</sup>	6,577	6,222	2.79	2.76	2.71
Electric generation <sup>(2)</sup>	2,415	2,967	4.50	4.12	4.05
Other electric <sup>(3)</sup>	1,492	1,408	6.61	6.43	5.54
Construction work in progress <sup>(1)</sup>	1,501	1,221	NA	NA	NA
Total SDG&E	22,504	21,662			
<b>SoCalGas:</b>					
Natural gas operations <sup>(4)</sup>	18,370	17,268	3.60	3.60	3.63
Other non-utility	34	34	5.08	5.39	5.28
Construction work in progress	958	836	NA	NA	NA
Total SoCalGas	19,362	18,138			
<b>Other operating units and parent<sup>(5)</sup>:</b>			<b>Estimated useful lives</b>		
Land and land rights	278	326	16 to 50 years <sup>(6)</sup>		31
<b>Machinery and equipment:</b>					
Generating plants	1,154	869	15 to 20 years		18
LNG terminals	1,134	1,134	43 years		43
Pipelines and storage	3,596	3,413	5 to 50 years		41
Other	180	183	1 to 50 years		6



Construction work in progress	895	451	NA	NA
Other <sup>(7)</sup>	226	439	3 to 50 years	15
	7,463	6,815		
<b>Total Sempra Energy Consolidated</b>	<b>\$ 49,329</b>	<b>\$ 46,615</b>		

- (1) At December 31, 2019, includes \$484 million in electric transmission assets and \$13 million in construction work in progress related to SDG&E's 90% interest in the Southwest Powerlink transmission line, jointly owned by SDG&E with other utilities. SDG&E, and each of the other owners, holds its undivided interest as a tenant in common in the property. Each owner is responsible for its share of the project and participates in decisions concerning operations and capital expenditures. SDG&E's share of operating expenses is included in Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Statements of Operations.
- (2) Includes capital lease assets of \$1.3 billion at December 31, 2018.
- (3) Includes capital lease assets of \$13 million at December 31, 2018.
- (4) Includes capital lease assets of \$40 million at December 31, 2018.
- (5) Includes \$178 million and \$154 million at December 31, 2019 and 2018, respectively, of utility plant, primarily pipelines and other distribution assets at Ecogas.
- (6) Estimated useful lives are for land rights.
- (7) Includes capital lease assets of \$136 million and associated leasehold improvements of \$24 million at December 31, 2018 related to our corporate headquarters build-to-suit arrangement, which is accounted for as a ROU asset as of January 1, 2019 upon adoption of the lease standard.

Depreciation expense is computed using the straight-line method over the asset's estimated composite useful life, the CPUC-prescribed period for the California Utilities, or the remaining term of the site leases, whichever is shortest.

## DEPRECIATION EXPENSE

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidated	\$ 1,551	\$ 1,470	\$ 1,368
SDG&E	757	686	621
SoCalGas	598	553	514

F-34

## ACCUMULATED DEPRECIATION

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2019	2018
<b>SDG&amp;E:</b>		
Accumulated depreciation:		
Electric <sup>(1)</sup>	\$ 4,705	\$ 4,558
Natural gas	832	794
Total SDG&E	5,537	5,352
<b>SoCalGas:</b>		
Accumulated depreciation of natural gas utility plant in service <sup>(2)</sup>	6,023	5,685



Accumulated depreciation - other non-utility	15	14
Total SoCalGas	6,038	5,699
<b>Other operating units and parent and other:</b>		
Accumulated depreciation - other <sup>(3)</sup>	1,302	1,125
<b>Total Sempra Energy Consolidated</b>	<b>\$ 12,877</b>	<b>\$ 12,176</b>

- (1) Includes accumulated depreciation for capital lease assets of \$48 million at December 31, 2018. Includes \$263 million at December 31, 2019 related to SDG&E's 90% interest in the Southwest Powerlink transmission line, jointly owned by SDG&E and other utilities.
- (2) Includes accumulated depreciation for capital lease assets of \$37 million at December 31, 2018.
- (3) Includes accumulated depreciation for capital lease assets of \$10 million and associated leasehold improvements of \$3 million at December 31, 2018 related to our corporate headquarters' build-to-suit arrangement, which is accounted for as a ROU asset as of January 1, 2019. Includes \$49 million and \$43 million at December 31, 2019 and 2018, respectively, of accumulated depreciation for utility plant at Ecogas.

The California Utilities finance their construction projects with debt and equity funds. The CPUC and the FERC allow the recovery of the cost of these funds by the capitalization of AFUDC, calculated using rates authorized by the CPUC and the FERC, as a cost component of PP&E. The California Utilities earn a return on the capitalized AFUDC after the utility property is placed in service and recover the AFUDC from their customers over the expected useful lives of the assets.

Pipeline projects currently under construction by Sempra Mexico that are both subject to certain regulation and meet U.S. GAAP regulatory accounting requirements record the impact of AFUDC.

We capitalize interest costs incurred to finance capital projects and interest at equity method investments that have not commenced planned principal operations.

The table below summarizes capitalized interest and AFUDC.

#### CAPITALIZED FINANCING COSTS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidated	\$ 183	\$ 193	\$ 247
SDG&E	75	82	85
SoCalGas	47	48	60

#### GOODWILL AND OTHER INTANGIBLE ASSETS

##### Goodwill

Goodwill is the excess of the purchase price over the fair value of the identifiable net assets of acquired companies measured at the time of acquisition. Goodwill is not amortized, but we test it for impairment annually on October 1 or whenever events or changes in circumstances necessitate an evaluation. If the carrying value of the reporting unit, including goodwill, exceeds its fair value, and the book value of goodwill is greater than its fair value on the test date, we record a goodwill impairment loss.

For our annual goodwill impairment testing, under current U.S. GAAP guidance we have the option to first make a qualitative assessment of whether it is more-likely-than-not that the fair value of a reporting unit is less than its carrying amount before applying the two-step, quantitative goodwill impairment test. If we elect to perform the

qualitative assessment, we evaluate relevant events and circumstances, including but not limited to, macroeconomic conditions, industry and market considerations, cost factors, changes in key personnel and the overall financial performance of the reporting unit. If, after assessing these

F-35

qualitative factors, we determine that it is more-likely-than-not that the fair value of a reporting unit is less than its carrying amount, then we perform the two-step goodwill impairment test. When we perform the two-step, quantitative goodwill impairment test, we exercise judgment to develop estimates of the fair value of the reporting unit and the corresponding goodwill. Our fair value estimates are developed from the perspective of a knowledgeable market participant. We consider observable transactions in the marketplace for similar investments, if available, as well as an income-based approach such as discounted cash flow analysis. A discounted cash flow analysis may be based directly on anticipated future revenues and expenses and may be performed based on free cash flows generated within the reporting unit. Critical assumptions that affect our estimates of fair value may include:

- consideration of market transactions
- future cash flows
- the appropriate risk-adjusted discount rate
- country risk
- entity risk

Goodwill of \$1,602 million at December 31, 2019 and 2018 relates to the 2016 acquisitions of IEnova Pipelines and Ventika wind power generation facilities at Sempra Mexico.

### ***Other Intangible Assets***

Other Intangible Assets included on the Sempra Energy Consolidated Balance Sheets are as follows:

<b>OTHER INTANGIBLE ASSETS</b>			
<i>(Dollars in millions)</i>			
	Amortization period (years)	December 31,	
		2019	2018
Renewable energy transmission and consumption permit	19	\$ 154	\$ 154
O&M agreement	23	66	66
Other	10 years to indefinite	30	30
		250	250
Less accumulated amortization:			
Renewable energy transmission and consumption permit		(24)	(16)
O&M agreement		(6)	(3)
Other		(7)	(7)
		(37)	(26)
		\$ 213	\$ 224



Other Intangible Assets at December 31, 2019 primarily includes:

- a renewable energy transmission and consumption permit previously granted by the CRE that was acquired in connection with the acquisition of the Ventika wind power generation facilities; and
- a favorable O&M agreement acquired in connection with the acquisition of DEN, which we discuss in Note 5.

Intangible assets subject to amortization are amortized over their estimated useful lives. Amortization expense for intangible assets in 2019, 2018 and 2017 was \$11 million, \$16 million and \$18 million, respectively. We estimate the amortization expense for the next five years to be \$12 million per year.

## **LONG-LIVED ASSETS**

We test long-lived assets for recoverability whenever events or changes in circumstances have occurred that may affect the recoverability or the estimated useful lives of long-lived assets. Long-lived assets include intangible assets subject to amortization, but do not include investments in unconsolidated entities. Events or changes in circumstances that indicate that the carrying amount of a long-lived asset may not be recoverable may include:

- significant decreases in the market price of an asset;
- a significant adverse change in the extent or manner in which we use an asset or in its physical condition;
- a significant adverse change in legal or regulatory factors or in the business climate that could affect the value of an asset;

F-36

- 
- a current period operating or cash flow loss combined with a history of operating or cash flow losses or a projection of continuing losses associated with the use of a long-lived asset; and
  - a current expectation that, more-likely-than-not, a long-lived asset will be sold or otherwise disposed of significantly before the end of its previously estimated useful life.

A long-lived asset may be impaired when the estimated future undiscounted cash flows are less than the carrying amount of the asset. If that comparison indicates that the asset's carrying value may not be recoverable, the impairment is measured based on the difference between the carrying amount and the fair value of the asset. This evaluation is performed at the lowest level for which separately identifiable cash flows exist.

## **VARIABLE INTEREST ENTITIES**

We consolidate a VIE if we are the primary beneficiary of the VIE. Our determination of whether we are the primary beneficiary is based on qualitative and quantitative analyses, which assess:

- the purpose and design of the VIE;
- the nature of the VIE's risks and the risks we absorb;
- the power to direct activities that most significantly impact the economic performance of the VIE; and
- the obligation to absorb losses or the right to receive benefits that could be significant to the VIE.

We will continue to evaluate our VIEs for any changes that may impact our determination of whether an entity is a VIE and if we are the primary beneficiary.

### ***SDG&E***

SDG&E's power procurement is subject to reliability requirements that may require SDG&E to enter into various PPAs that include variable interests. SDG&E evaluates the respective entities to determine if variable interests exist and, based on the qualitative and quantitative analyses described above, if SDG&E, and thereby Sempra Energy, is the primary beneficiary.

### ***Tolling Agreements***

SDG&E has agreements under which it purchases power generated by facilities for which it supplies all of the natural gas to fuel the power plant (i.e., tolling agreements). SDG&E's obligation to absorb natural gas costs may be a significant variable interest. In addition, SDG&E has the power to direct the dispatch of electricity generated by these facilities. Based on our analysis, the ability to direct the dispatch of electricity may have the most significant impact on the economic performance of the entity owning the generating facility because of the associated exposure to the cost of natural gas, which fuels the plants, and the value of electricity produced. To the extent that SDG&E (1) is obligated to purchase and provide fuel to operate the facility, (2) has the power to direct the dispatch, and (3) purchases all of the output from the facility for a substantial portion of the facility's useful life, SDG&E may be the primary beneficiary of the entity owning the generating facility. SDG&E determines if it is the primary beneficiary in these cases based on a qualitative approach in which we consider the operational characteristics of the facility, including its expected power generation output relative to its capacity to generate and the financial structure of the entity, among other factors. If we determine that SDG&E is the primary beneficiary, SDG&E and Sempra Energy consolidate the entity that owns the facility as a VIE.

SDG&E determined that none of its contracts resulted in SDG&E being the primary beneficiary of a VIE at December 31, 2019. In addition to tolling agreements, other variable interests involve various elements of fuel and power costs, and other components of cash flows expected to be paid to or received by our counterparties. In most of these cases, the expectation of variability is not substantial, and SDG&E generally does not have the power to direct activities that most significantly impact the economic performance of the other VIEs. If our ongoing evaluation of these VIEs were to conclude that SDG&E becomes the primary beneficiary and consolidation by SDG&E becomes necessary, the effects could be significant to the financial position and liquidity of SDG&E and Sempra Energy. We provide additional information about PPAs with power plant facilities that are VIEs of which SDG&E is not the primary beneficiary in Note 16.

---

### ***Otay Mesa VIE***

Through October 3, 2019, SDG&E had a tolling agreement to purchase power generated at OMEC, a 605-MW generating facility owned by OMEC LLC, which is a VIE that we refer to as Otay Mesa VIE. Under the terms of a related agreement, OMEC LLC could have required SDG&E to purchase the power plant (referred to as the put

option) on or before October 3, 2019 for \$280 million, subject to adjustments, or upon earlier termination of the PPA. SDG&E determined that it was the primary beneficiary of Otay Mesa VIE, and therefore, SDG&E and Sempra Energy consolidated Otay Mesa VIE.

In October 2018, SDG&E and OMEC LLC signed a resource adequacy capacity agreement for a term that would commence at the expiration of the current tolling agreement in October 2019 and end in August 2024. The capacity agreement was approved by OMEC LLC's lenders and the CPUC in December 2018 and February 2019, respectively. However, given certain then pending requests for rehearing of the CPUC's decision approving the capacity agreement, on March 28, 2019, OMEC LLC exercised the put option requiring SDG&E to purchase the power plant. On August 6, 2019, the CPUC denied the rehearing requests, and on August 23, 2019, SDG&E and OMEC LLC executed an amended resource adequacy capacity agreement that irrevocably rescinded exercise of the put option. SDG&E and Sempra Energy deconsolidated Otay Mesa VIE on August 23, 2019. No gain or loss was recognized upon deconsolidation.

Prior to deconsolidation, on August 14, 2019, OMEC LLC paid in full its variable-rate loan that was scheduled to mature in August 2024, which we describe in Note 7.

Otay Mesa VIE's equity of \$100 million at December 31, 2018 is included on the Consolidated Balance Sheets in Other Noncontrolling Interests for Sempra Energy and in Noncontrolling Interest for SDG&E.

The following table summarizes the deconsolidation:

<b>DECONSOLIDATION OF OTAY MESA VIE</b>	
<i>(Dollars in millions)</i>	
	August 23, 2019
Cash and cash equivalents	\$ 8
Accounts receivable, net	11
Inventories	4
Total current assets	23
Property, plant and equipment, net	272
Other noncurrent assets	27
Total assets	\$ 322
Accounts payable	\$ 10
Other current liabilities	2
Total current liabilities	12
Asset retirement obligations	2
Deferred credits and other	27
Total deferred credits and other liabilities	29
Noncontrolling interest	281
Total liabilities and equity	\$ 322

### ***Sempra Texas Utilities***

On March 9, 2018, we completed the acquisition of an indirect, 100% interest in Oncor Holdings, a VIE that, at December 31, 2019, owns an 80.25% interest in Oncor. Sempra Energy is not the primary beneficiary of the VIE because of the structural and operational ring-fencing and governance measures in place that prevent us from having the power to direct the significant activities of Oncor Holdings. As a result, we do not consolidate Oncor Holdings and instead account for our ownership interest as an equity method investment. See Notes 5 and 6 for additional

**COPIA SIMPLE**

information about our equity method investment in Oncor Holdings and restrictions on our ability to influence its activities. Our maximum exposure to loss, which fluctuates over time, from our interest in Oncor Holdings does not exceed the carrying value of our investment, which was \$11,519 million at December 31, 2019 and \$9,652 million at December 31, 2018.

### ***Sempra Mexico***

Sempra Mexico's businesses also enter into arrangements that could include variable interests. We evaluate these arrangements

F-38

---

and applicable entities based on the qualitative and quantitative analyses described above. Certain of these entities are service or project companies that are VIEs because the total equity at risk is not sufficient for the entities to finance their activities without additional subordinated financial support. As the primary beneficiary of these companies, we consolidate them. The assets of these VIEs totaled approximately \$126 million at December 31, 2019 and \$286 million at December 31, 2018 and consisted primarily of PP&E and other long-term assets. Our maximum exposure to loss is equal to the carrying value of these assets.

### ***Sempra Renewables***

Certain of Sempra Renewables' wind and solar power generation projects were held by limited liability companies whose members were Sempra Renewables and financial institutions. The financial institutions were noncontrolling tax equity investors to which earnings, tax attributes and cash flows were allocated in accordance with the respective limited liability company agreements. These entities were VIEs and Sempra Energy was the primary beneficiary, generally due to Sempra Energy's power as the operator of the renewable energy projects to direct the activities that most significantly impacted the economic performance of these VIEs. As the primary beneficiary of these tax equity limited liability companies, we consolidated them. We sold the solar entities in December 2018 and summarize the impact of the deconsolidation of these solar and other Sempra Renewables entities in Note 5. We sold the wind entities in April 2019. At December 31, 2018, Sempra Energy's Consolidated Balance Sheet includes \$301 million in Assets Held for Sale, \$9 million in Liabilities Held for Sale, and equity of \$158 million in Other Noncontrolling Interests associated with these wind entities.

### ***Sempra LNG***

Cameron LNG JV is a VIE principally due to contractual provisions that transfer certain risks to customers. Sempra Energy is not the primary beneficiary of the VIE because we do not have the power to direct the most significant activities of Cameron LNG JV, and therefore we account for our investment in Cameron LNG JV under the equity method. The carrying value of our investment, including amounts recognized in AOCI related to interest-rate cash flow hedges at Cameron LNG JV, was \$1,256 million at December 31, 2019 and \$1,271 million at December 31, 2018. Our maximum exposure to loss, which fluctuates over time, includes the carrying value of our investment and guarantees that we discuss in Note 6.



## ASSET RETIREMENT OBLIGATIONS

For tangible long-lived assets, we record AROs for the present value of liabilities of future costs expected to be incurred when assets are retired from service, if the retirement process is legally required and if a reasonable estimate of fair value can be made. We also record a liability if a legal obligation to perform an asset retirement exists and can be reasonably estimated, but performance is conditional upon a future event. We record the estimated retirement cost over the life of the related asset by depreciating the asset retirement cost (measured as the present value of the obligation at the time the asset is placed into service), and accreting the obligation until the liability is settled. Our rate-regulated entities, including the California Utilities, record regulatory assets or liabilities as a result of the timing difference between the recognition of costs in accordance with U.S. GAAP and costs recovered through the rate-making process.

We have recorded AROs related to various assets, including:

### *SDG&E and SoCalGas*

- fuel and storage tanks
- natural gas transmission and distribution systems
- hazardous waste storage facilities
- asbestos-containing construction materials

### *SDG&E*

- nuclear power facilities
- electric transmission and distribution systems
- energy storage systems
- power generation plants

### *SoCalGas*

- underground natural gas storage facilities and wells

### *All Other Sempra Energy Businesses*

F-39

- natural gas transportation and distribution systems
- power generation plants
- LNG facility
- LPG terminal

The changes in ARO are as follows:

## CHANGES IN ASSET RETIREMENT OBLIGATIONS

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated		SDG&E		SoCalGas	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Balance as of January 1 <sup>(1)</sup>	\$ 2,972	\$ 2,876	\$ 874	\$ 839	\$ 2,063	\$ 1,953
Accretion expense	123	121	39	39	81	78
Liabilities incurred	2	7	-	-	-	-

Deconsolidation and reclassification <sup>(2)</sup>	(2)	(61)	(2)	-	-	-
Payments	(46)	(42)	(44)	(39)	(2)	(3)
Revisions	34	71	(1)	35	35	35
Balance at December 31 <sup>(1)</sup>	\$ 3,083	\$ 2,972	\$ 866	\$ 874	\$ 2,177	\$ 2,063

<sup>(1)</sup> Current portion of the ARO for Sempra Energy Consolidated is included in Other Current Liabilities on the Consolidated Balance Sheets.

<sup>(2)</sup> In 2018, we reclassified \$6 million at Sempra Renewables and \$8 million at Sempra LNG to liabilities held for sale, and \$5 million related to TdM from liabilities held for sale, and deconsolidated \$52 million at Sempra Renewables, as we discuss in Note 5. Liabilities held for sale are included in Other Current Liabilities on the Sempra Energy Consolidated Balance Sheets.

## CONTINGENCIES

We accrue losses for the estimated impacts of various conditions, situations or circumstances involving uncertain outcomes. For loss contingencies, we accrue the loss if an event has occurred on or before the balance sheet date and:

- information available through the date we file our financial statements indicates it is probable that a loss has been incurred, given the likelihood of uncertain future events; and
- the amount of the loss can be reasonably estimated.

We do not accrue contingencies that might result in gains. We continuously assess contingencies for litigation claims, environmental remediation and other events.

## LEGAL FEES

Legal fees that are associated with a past event for which a liability has been recorded are accrued when it is probable that fees also will be incurred and amounts are estimable.

## COMPREHENSIVE INCOME

Comprehensive income includes all changes in the equity of a business enterprise (except those resulting from investments by owners and distributions to owners), including:

- foreign currency translation adjustments
- certain hedging activities
- changes in unamortized net actuarial gain or loss and prior service cost related to pension and other postretirement benefits plans
- unrealized gains or losses on available-for-sale securities

The Consolidated Statements of Comprehensive Income (Loss) show the changes in the components of OCI, including the amounts attributable to NCI. The following tables present the changes in AOCI by component and amounts reclassified out of AOCI to net income, excluding amounts attributable to NCI:

(Dollars in millions)

	Foreign currency translation adjustments	Financial instruments	Pension and other postretirement benefits	Total accumulated other comprehensive income (loss)
<b>Sempra Energy Consolidated<sup>(2)</sup>:</b>				
Balance as of December 31, 2016	\$ (527)	\$ (125)	\$ (96)	\$ (748)
OCI before reclassifications	107	(4)	-	103
Amounts reclassified from AOCI	-	7	12	19
Net OCI	107	3	12	122
Balance as of December 31, 2017	(420)	(122)	(84)	(626)
Cumulative-effect adjustment from change in accounting principle	-	(3)	-	(3)
OCI before reclassifications	(144)	40	(52)	(156)
Amounts reclassified from AOCI	-	3	18	21
Net OCI	(144)	43	(34)	(135)
Balance as of December 31, 2018	(564)	(82)	(118)	(764)
Cumulative-effect adjustment from change in accounting principle	-	(25)	(17)	(42)
OCI before reclassifications <sup>(3)</sup>	(43)	(116)	(18)	(177)
Amounts reclassified from AOCI <sup>(3)</sup>	-	8	36	44
Net OCI	(43)	(108)	18	(133)
Balance as of December 31, 2019	\$ (607)	\$ (215)	\$ (117)	\$ (939)
<b>SDG&amp;E:</b>				
Balance as of December 31, 2016			\$ (8)	\$ (8)
OCI before reclassifications			(1)	(1)
Amounts reclassified from AOCI			1	1
Net OCI			-	-
Balance as of December 31, 2017			(8)	(8)
OCI before reclassifications			(6)	(6)
Amounts reclassified from AOCI			4	4
Net OCI			(2)	(2)
Balance as of December 31, 2018			(10)	(10)
Cumulative-effect adjustment from change in accounting principle			(2)	(2)
OCI before reclassifications			(5)	(5)
Amounts reclassified from AOCI			1	1
Net OCI			(4)	(4)
Balance as of December 31, 2019			\$ (16)	\$ (16)
<b>SoCalGas:</b>				
Balance as of December 31, 2016		\$ (13)	\$ (9)	\$ (22)
Amounts reclassified from AOCI		-	1	1
Net OCI		-	1	1
Balance as of December 31, 2017		(13)	(8)	(21)
OCI before reclassifications		-	(1)	(1)

Amounts reclassified from AOCI	1	1	2
Net OCI	1	-	1
Balance as of December 31, 2018	(12)	(8)	(20)
Cumulative-effect adjustment from change in accounting principle	(2)	(2)	(4)
OCI before reclassifications <sup>(3)</sup>	-	(4)	(4)
Amounts reclassified from AOCI <sup>(3)</sup>	1	4	5
Net OCI	1	-	1
Balance as of December 31, 2019	\$ (13)	\$ (10)	\$ (23)

<sup>(1)</sup> All amounts are net of income tax, if subject to tax, and exclude NCI.

<sup>(2)</sup> Includes discontinued operations.

<sup>(3)</sup> Pension and Other Postretirement Benefits and Total AOCI include a \$4 million transfer of liabilities from SoCalGas to Sempra Energy related to the nonqualified pension plan.

F-41

## RECLASSIFICATIONS OUT OF ACCUMULATED OTHER COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)

(Dollars in millions)

Details about accumulated other comprehensive income (loss) components	Amounts reclassified from accumulated other comprehensive income (loss)			Affected line item on Consolidated Statements of Operations
	Years ended December 31,			
	2019	2018	2017	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
<b>Financial instruments:</b>				
Interest rate and foreign exchange instruments <sup>(1)</sup>	\$ 3	\$ -	\$ (4)	Interest Expense
	(9)	(2)	-	Other Income, Net
Interest rate instruments	10	9	-	Gain on Sale of Assets
Interest rate and foreign exchange instruments	5	7	20	Equity Earnings
Foreign exchange instruments	2	(1)	(2)	Revenues: Energy-Related Businesses
Commodity contracts not subject to rate recovery	-	-	9	Revenues: Energy-Related Businesses
Total before income tax	11	13	23	
	(2)	(4)	(6)	Income Tax (Expense) Benefit
Net of income tax	9	9	17	
	(1)	(6)	(10)	Earnings Attributable to Noncontrolling Interests
	\$ 8	\$ 3	\$ 7	
<b>Pension and other postretirement benefits<sup>(2)</sup>:</b>				
Amortization of actuarial loss	\$ 12	\$ 11	\$ 10	Other Income, Net
				Income (Loss) from Discontinued Operations, Net of Income Tax
Amortization of actuarial loss	1	1	-	
Amortization of prior service cost	3	2	1	Other Income, Net



**Financial instruments:**

Interest rate instruments <sup>(1)</sup>	\$	3	\$	7	\$	13	Interest Expense
		(3)		(7)		(13)	Earnings Attributable to Noncontrolling Interest
	\$	-	\$	-	\$	-	
<b>Pension and other postretirement benefits<sup>(2)</sup>:</b>							
Amortization of actuarial loss	\$	-	\$	1	\$	1	Other Income, Net
Amortization of prior service cost		1		-		-	Other Income, Net
Settlement charges		-		4		-	Other Income, Net
Total before income tax		1		5		1	
		-		(1)		-	Income Tax Expense
Net of income tax	\$	1	\$	4	\$	1	
Total reclassifications for the period, net of tax	\$	1	\$	4	\$	1	

**SoCalGas:**

**Financial instruments:**

Interest rate instruments	\$	1	\$	1	\$	-	Interest Expense
<b>Pension and other postretirement benefits<sup>(2)</sup>:</b>							
Amortization of actuarial loss	\$	1	\$	-	\$	-	Other Income, Net
Amortization of prior service cost		-		1		1	Other Income, Net
Total before income tax		1		1		1	
		(1)		-		-	Income Tax Expense
Net of income tax	\$	-	\$	1	\$	1	
Total reclassifications for the period, net of tax	\$	1	\$	2	\$	1	

<sup>(1)</sup> Amounts include Otay Mesa VIE. All of SDG&E's interest rate derivative activity relates to Otay Mesa VIE.

<sup>(2)</sup> Amounts are included in the computation of net periodic benefit cost (see "Net Periodic Benefit Cost" in Note 9).

## NONCONTROLLING INTERESTS

Ownership interests in a consolidated entity that are held by unconsolidated owners are accounted for and reported as NCI.

### *SoCalGas Preferred Stock*

The preferred stock at SoCalGas is presented at Sempra Energy as NCI. Sempra Energy records charges against income related to NCI for preferred stock dividends declared by SoCalGas. We provide additional information regarding SoCalGas' preferred stock in Note 13.

### *Other Noncontrolling Interests*

*SDG&E*

As we discuss in “Variable Interest Entities” above, in August 2019, SDG&E and Sempra Energy deconsolidated Otay Mesa VIE after SDG&E determined that it is no longer the primary beneficiary of the VIE.

#### *Sempra Mexico*

In 2019, IEnova repurchased 2,620,000 shares of its outstanding common stock held by NCI for approximately \$10 million, resulting in an increase in Sempra Energy’s ownership interest in IEnova from 66.5% to 66.6%.

In 2018, IEnova repurchased 2,000,000 shares of its outstanding common stock held by NCI for approximately \$7 million, resulting in an increase in Sempra Energy’s ownership interest in IEnova from 66.4% to 66.5%.

#### *Sempra Renewables*

In April 2019, Sempra Renewables sold its remaining wind assets and investments, which included its wind tax equity arrangements. The remaining interest in PXiSE Energy Solutions, LLC was subsumed into Parent and other.

#### *Sempra LNG*

Sempra LNG and IEnova are developing a proposed natural gas liquefaction project at the site of IEnova’s existing ECA LNG Regasification terminal. Sempra LNG consolidates the ECA LNG JV proposed liquefaction project.

Thus, Sempra Energy’s NCI in IEnova’s 50% interest in the proposed project is reported at Sempra LNG.

In February 2019, Sempra LNG purchased for \$20 million the 9.1% minority interest in Bay Gas immediately prior to the sale of 100% of Bay Gas, which we discuss in Note 5.

F-43

The following table provides information about noncontrolling ownership interests held by others (not including preferred shareholders) recorded in Other Noncontrolling Interests in Total Equity on Sempra Energy’s Consolidated Balance Sheets:

<b>OTHER NONCONTROLLING INTERESTS</b>				
<i>(Dollars in millions)</i>				
	Percent ownership held by noncontrolling interests		Equity (deficit) held by noncontrolling interests	
	December 31,		December 31,	
	2019	2018	2019	2018
<b>SDG&amp;E:</b>				
Otay Mesa VIE	- %	100 %	\$ -	\$ 100
<b>Sempra Mexico:</b>				
IEnova	33.4	33.5	1,608	1,592
IEnova subsidiaries <sup>(1)</sup>	10.0 - 46.3	10.0 - 49.0	15	13
<b>Sempra Renewables:</b>				
Tax equity arrangements - wind <sup>(2)</sup>	NA	NA	-	158
PXiSE Energy Solutions, LLC <sup>(3)</sup>	NA	11.1	-	1
<b>Sempra LNG:</b>				

**COPY SIMPLE**

Bay Gas	-	9.1	-	18
Liberty Gas Storage, LLC	24.6	24.6	(13)	(12)
ECA LNG JV	16.7	-	12	-
<b>Parent and other:</b>				
PXiSE Energy Solutions, LLC <sup>(3)</sup>	20.0	NA	1	-
<b>Discontinued Operations:</b>				
Chilquinta Energía subsidiaries <sup>(1)</sup>	19.7 - 43.4	19.7 - 43.4	23	23
Luz del Sur	16.4	16.4	205	193
Tecsur	9.8	9.8	5	4
Total Sempra Energy			\$ 1,856	\$ 2,090

<sup>(1)</sup> IEnova and Chilquinta Energía have subsidiaries with NCI held by others. Percentage range reflects the highest and lowest ownership percentages among these subsidiaries.

<sup>(2)</sup> Net income or loss attributable to NCI is computed using the HLBV method and is not based on ownership percentages.

<sup>(3)</sup> In April 2019, PXiSE Energy Solutions, LLC was subsumed into Parent and other.

## REVENUES

See Note 3 for a description of significant accounting policies for revenues.

## OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES

Operation and Maintenance includes O&M and general and administrative costs, consisting primarily of personnel costs, purchased materials and services, litigation expense and rent.

## FOREIGN CURRENCY TRANSLATION AND TRANSACTIONS

The majority of our operations in South America as well as our natural gas distribution utility in Mexico, Ecogas, use their local currency as their functional currency. The assets and liabilities of their foreign operations are translated into U.S. dollars at current exchange rates at the end of the reporting period, and revenues and expenses are translated at average exchange rates for the year. The resulting noncash translation adjustments do not enter into the calculation of earnings or retained earnings, but are reflected in OCI and in AOCI.

Cash flows of these consolidated foreign subsidiaries are translated into U.S. dollars using average exchange rates for the period. We report the effect of exchange rate changes on cash balances held in foreign currencies in "Effect of Exchange Rate Changes on Cash, Cash Equivalents and Restricted Cash" on the Sempra Energy Consolidated Statements of Cash Flows.

Currency transaction gains (losses) in a currency other than Sempra Mexico's functional currency were \$21 million, \$(6) million and \$(33) million for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017, respectively, and are included in Other Income, Net, on

the Sempra Energy Consolidated Statements of Operations. Currency transaction gains (losses) in a currency other than Sempra South American Utilities' functional currency are included in discontinued operations.

## TRANSACTIONS WITH AFFILIATES

We summarize amounts due from and to unconsolidated affiliates at Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas in the following table.

### AMOUNTS DUE FROM (TO) UNCONSOLIDATED AFFILIATES

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Total due from various unconsolidated affiliates - current	\$ 32	\$ 37
Sempra Mexico <sup>(1)</sup> :		
IMG JV - Note due March 15, 2022 <sup>(2)</sup>	\$ 742	\$ 641
Energía Sierra Juárez - Note <sup>(3)</sup>	-	3
Total due from unconsolidated affiliates - noncurrent	\$ 742	\$ 644
Total due to various unconsolidated affiliates - current	\$ (5)	\$ (10)
Sempra Mexico <sup>(1)</sup> :		
TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. - Note due December 20, 2021 <sup>(4)</sup>	\$ (39)	\$ (37)
TAG JV - 5.74% Note due December 17, 2029 <sup>(5)</sup>	(156)	-
Total due to unconsolidated affiliates - noncurrent	\$ (195)	\$ (37)
<b>SDG&amp;E:</b>		
Sempra Energy	\$ (37)	\$ (43)
SoCalGas	(10)	(6)
Various affiliates	(6)	(12)
Total due to unconsolidated affiliates - current	\$ (53)	\$ (61)
Income taxes due from Sempra Energy <sup>(6)</sup>	\$ 130	\$ 5
<b>SoCalGas:</b>		
SDG&E	\$ 10	\$ 6
Various affiliates	1	1
Total due from unconsolidated affiliates - current	\$ 11	\$ 7
Sempra Energy	\$ (45)	\$ (34)
Various affiliates	(2)	-
Total due to unconsolidated affiliates - current	\$ (47)	\$ (34)
Income taxes due from (to) Sempra Energy <sup>(6)</sup>	\$ 152	\$ (4)

<sup>(1)</sup> Amounts include principal balances plus accumulated interest outstanding.

<sup>(2)</sup> Mexican peso-denominated revolving line of credit for up to 14.2 billion Mexican pesos or approximately \$751 million U.S. dollar-equivalent, at a variable interest rate based on the 91-day Interbank Equilibrium Interest Rate plus 220 bps (9.65% at December 31, 2019), to finance construction of the natural gas marine pipeline.

<sup>(3)</sup> U.S. dollar-denominated loan at a variable interest rate based on the 30-day LIBOR plus 637.5 bps (8.89% at December 31, 2018).

<sup>(4)</sup> U.S. dollar-denominated loan at a variable interest rate based on 6-month LIBOR plus 290 bps (4.81% at December 31, 2019).

<sup>(5)</sup> U.S. dollar-denominated loan at a fixed interest rate.



(6) SDG&E and SoCalGas are included in the consolidated income tax return of Sempra Energy and their respective income tax expense is computed as an amount equal to that which would result from each company having always filed a separate return.

F-45

The following table summarizes revenues and cost of sales from unconsolidated affiliates.

<b>REVENUES AND COST OF SALES FROM UNCONSOLIDATED AFFILIATES</b>			
<i>(Dollars in millions)</i>			
	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>Revenues:</b>			
Sempra Energy Consolidated	\$ 52	\$ 64	\$ 43
SDG&E	6	5	8
SoCalGas	69	64	74
<b>Cost of Sales:</b>			
Sempra Energy Consolidated	\$ 50	\$ 46	\$ 47
SDG&E	74	73	71
SoCalGas	8	-	-

### ***California Utilities***

Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas provide certain services to each other and are charged an allocable share of the cost of such services. Also, from time-to-time, SDG&E and SoCalGas may make short-term advances of surplus cash to Sempra Energy at interest rates based on the federal funds effective rate plus a margin of 13 to 20 bps, depending on the loan balance.

SoCalGas provides natural gas transportation and storage services for SDG&E and charges SDG&E for such services monthly. SoCalGas records revenues and SDG&E records a corresponding amount to cost of sales. SDG&E and SoCalGas charge one another, as well as other Sempra Energy affiliates, for shared asset depreciation. SoCalGas and SDG&E record revenues and the affiliates record corresponding amounts to O&M.

The natural gas supply for SDG&E's and SoCalGas' core natural gas customers is purchased by SoCalGas as a combined procurement portfolio managed by SoCalGas. Core customers are primarily residential and small commercial and industrial customers. This core gas procurement function is considered a shared service; therefore, revenues and costs related to SDG&E are presented net in SoCalGas' Statements of Operations.

SDG&E has a 20-year contract for up to 155 MW of renewable power supplied from the Energía Sierra Juárez wind power generation facility. Energía Sierra Juárez is a 50% owned and unconsolidated JV of Sempra Mexico.

### ***Sempra Mexico***

Sempra Mexico, through its wholly owned subsidiaries, DEN and IEnova Pipelines, provides operating and maintenance services to TAG Pipelines Norte, S. de. R.L. de C.V., and also provides personnel under an administrative services arrangement to TAG Pipelines Norte, S. de. R.L. de C.V and TAG JV.

### ***Sempra LNG***

Sempra LNG provides project administration and operating and maintenance services to Cameron LNG JV, and also provides personnel under an administrative services arrangement. Sempra LNG has an agreement to provide transportation services to Cameron LNG JV for capacity on the Cameron Interstate Pipeline. Sempra Energy has provided guarantees to its Cameron LNG JV, as we discuss in Note 6.

## **RESTRICTED NET ASSETS**

### ***Sempra Energy Consolidated***

As we discuss below, the California Utilities and certain other Sempra Energy subsidiaries have restrictions on the amount of funds that can be transferred to Sempra Energy by dividend, advance or loan as a result of conditions imposed by various regulators. Additionally, certain other Sempra Energy subsidiaries are subject to various financial and other covenants and other restrictions contained in debt and credit agreements (described in Note 7) and in other agreements that limit the amount of funds that can be transferred to Sempra Energy. At December 31, 2019, Sempra Energy was in compliance with all covenants related to its debt agreements.

F-46

---

At December 31, 2019, the amount of restricted net assets of consolidated entities of Sempra Energy, including the California Utilities discussed below, that may not be distributed to Sempra Energy in the form of a loan or dividend is \$10.4 billion. Additionally, the amount of restricted net assets of our unconsolidated entities is \$21.5 billion. Although the restrictions cap the amount of funding that the various operating subsidiaries can provide to Sempra Energy, we do not believe these restrictions will have a significant impact on our ability to access cash to pay dividends and fund operating needs.

As we discuss in Note 6, \$634 million of Sempra Energy's consolidated retained earnings represents undistributed earnings of equity method investments at December 31, 2019.

### ***California Utilities***

The CPUC's regulation of the California Utilities' capital structures limits the amounts available for dividends and loans to Sempra Energy. At December 31, 2019, Sempra Energy could have received combined loans and dividends of approximately \$885 million from SDG&E and approximately \$742 million from SoCalGas.

The payment and amount of future dividends by SDG&E and SoCalGas are at the discretion of their respective boards of directors. The following restrictions limit the amount of retained earnings that may be paid as common stock dividends or loaned to Sempra Energy from either utility:

- The CPUC requires that SDG&E's and SoCalGas' common equity ratios be no lower than one percentage point below the CPUC-authorized percentage of each entity's authorized capital structure. The authorized percentage at December 31, 2019 is 52% at both SDG&E and SoCalGas.
- SDG&E and SoCalGas each have a revolving credit line that requires it to maintain a ratio of consolidated indebtedness to consolidated capitalization (as defined in the agreements) of no more than 65%, as we discuss in Note 7.

Based on these restrictions, at December 31, 2019, SDG&E's restricted net assets were \$6.2 billion and SoCalGas' restricted net assets were \$4.0 billion, which could not be transferred to Sempra Energy.

### *Sempra Texas Utilities*

Sempra Texas Utilities owns an indirect, 100% interest in Oncor Holdings, which, at December 31, 2019, owns an 80.25% interest in Oncor. As we discuss in Note 6, we account for our investment in Oncor Holdings under the equity method. Significant restrictions at Oncor that limit the amount that may be paid as dividends to Sempra Energy include:

- In connection with the ring-fencing measures, governance mechanisms and commitments that we describe in Note 6, Oncor may not pay any dividends or make any other distributions (except for contractual tax payments) if a majority of its independent directors or a minority member director determines that it is in the best interests of Oncor to retain such amounts to meet expected future requirements.
- Oncor must remain in compliance with the debt-to-equity ratio established by the PUCT for ratemaking purposes and may not pay dividends or other distributions (except for contractual tax payments) if that payment would cause it to exceed its PUCT authorized debt-to-equity ratio (57.5% debt to 42.5% equity as of December 31, 2019).
- If the credit rating on Oncor's senior secured debt by any of the three major credit rating agencies falls below BBB (or the equivalent), Oncor will suspend dividends and other distributions (except for contractual tax payments), unless otherwise allowed by the PUCT. At December 31, 2019, all of Oncor's senior secured ratings were above BBB.
- Oncor's revolving credit line, note purchase agreements, and term loan credit agreements require it to maintain a consolidated senior debt-to-capitalization ratio of no more than 65% and observe certain affirmative covenants. At December 31, 2019, Oncor was in compliance with these covenants.

Based on these restrictions, at December 31, 2019, Oncor's restricted net assets were \$10.9 billion, which could not be transferred to Sempra Energy.

As we discuss in Note 5, we acquired an indirect, 50% interest in Sharyland Holdings, which owns a 100% interest in Sharyland Utilities, in May 2019. Significant restrictions related to this equity method investment include:

- Sharyland Utilities may not pay dividends or make other distributions (except for contractual payments) without the consent of the JV partner.
- Sharyland Utilities must remain in compliance with the debt-to-equity ratio established by the PUCT for ratemaking purposes and may not pay dividends or other distributions (except for contractual tax payments) if that payment would cause its debt-to-equity ratio to exceed 55% debt to 45% equity, which was authorized by the PUCT.
- Sharyland Utilities has a revolving credit line and a term loan credit agreement that require it to maintain a consolidated debt-to-capitalization ratio of no more than 70% and observe certain customary reporting requirements and other affirmative covenants. At December 31, 2019, Sharyland Utilities was in compliance with these and all other covenants.

Based on these restrictions, at December 31, 2019, Sharyland Utilities' restricted net assets were \$115 million, which could not be transferred to its owners.

### ***Sempra Mexico***

Significant restrictions at Sempra Mexico include:

- Mexico requires domestic corporations to maintain minimum legal reserves as a percentage of capital stock, resulting in restricted net assets of \$178 million at Sempra Energy's consolidated Mexican subsidiaries at December 31, 2019.
- Wholly owned IEnova Pipelines has a long-term debt agreement that requires it to maintain a reserve account to pay the projects' debt. Under this restriction, net assets totaling \$17 million are restricted at December 31, 2019.
- Wholly owned Ventika has long-term debt agreements that require it to maintain reserve accounts to pay the projects' debt. The debt agreements may limit the project companies' ability to incur liens, incur additional indebtedness, make investments, pay cash dividends and undertake certain additional actions. Under these restrictions, net assets totaling \$14 million are restricted at December 31, 2019.
- Energía Sierra Juárez, a 50% owned and unconsolidated JV of Sempra Mexico, has long-term debt agreements that require the establishment and funding of project and reserve accounts to which the proceeds of loans, letter of credit borrowings, project revenues and other amounts are deposited and applied in accordance with the debt agreements. The long-term debt agreements also limit the JV's ability to incur liens, incur additional indebtedness, make acquisitions and undertake certain actions. Under these restrictions, net assets totaling \$15 million are restricted at December 31, 2019.
- TAG JV, a 50% owned and unconsolidated JV of Sempra Mexico, has a long-term debt agreement that requires it to maintain a reserve account to pay the projects' debt. Under these restrictions, net assets totaling \$171 million are restricted at December 31, 2019.

### ***Sempra LNG***

Sempra LNG has an equity method investment in Cameron LNG JV, which has debt agreements that require the establishment and funding of project accounts to which the proceeds of loans, project revenues and other amounts are deposited and applied in accordance with the debt agreements. The debt agreements require the JV to maintain reserve accounts in order to pay the project debt service, and also contain restrictions related to the payment of dividends and other distributions to the members of the JV. To support Cameron LNG JV's obligations under its debt agreements, Cameron LNG JV has granted security over all of its assets, subject to customary exceptions, and all equity interests in Cameron LNG JV have been pledged to HSBC Bank USA, National Association, as security trustee for the benefit of all of Cameron LNG JV's creditors. We discuss Cameron LNG JV's debt agreements and the associated Sempra Energy guarantees in Note 6. Under these restrictions, total assets of Cameron LNG JV of approximately \$10.3 billion are restricted at December 31, 2019.

## **OTHER INCOME, NET**

Other Income, Net on the Consolidated Statements of Operations consists of the following:





## OTHER INCOME, NET

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Allowance for equity funds used during construction	\$ 94	\$ 98	\$ 168
Investment gains (losses) <sup>(1)</sup>	61	(6)	56
Gains on interest rate and foreign exchange instruments, net	34	7	47
Foreign currency transaction gains (losses), net <sup>(2)</sup>	21	(6)	(33)
Non-service component of net periodic benefit cost	(132)	(35)	(20)
Penalties related to billing practices OII	(8)	-	-
Interest on regulatory balancing accounts, net	14	2	3
Sundry, net	(7)	(2)	(1)
Total	\$ 77	\$ 58	\$ 220
<b>SDG&amp;E:</b>			
Allowance for equity funds used during construction	\$ 56	\$ 61	\$ 63
Non-service component of net periodic benefit (cost) credit	(20)	(6)	4
Interest on regulatory balancing accounts, net	13	4	3
Sundry, net	(10)	(3)	-
Total	\$ 39	\$ 56	\$ 70
<b>SoCalGas:</b>			
Allowance for equity funds used during construction	\$ 34	\$ 36	\$ 44
Non-service component of net periodic benefit cost	(72)	(10)	(5)
Penalties related to billing practices OII	(8)	-	-
Interest on regulatory balancing accounts, net	1	(2)	-
Sundry, net	(10)	(9)	(8)
Total	\$ (55)	\$ 15	\$ 31

<sup>(1)</sup> Represents investment gains (losses) on dedicated assets in support of our executive retirement and deferred compensation plans. These amounts are partially offset by corresponding changes in compensation expense related to the plans, recorded in O&M on the Consolidated Statements of Operations.

<sup>(2)</sup> Includes gains of \$30 million in 2019 and losses of \$3 million and \$35 million in 2018 and 2017, respectively, from translation to U.S. dollars of a Mexican peso-denominated loan to IMG JV, which are offset by corresponding amounts included in Equity Earnings on the Consolidated Statements of Operations.

## NOTE 2. NEW ACCOUNTING STANDARDS

We describe below recent accounting pronouncements that have had or may have a significant effect on our financial condition, results of operations, cash flows or disclosures.

**ASU 2016-02, "Leases," ASU 2018-01, "Land Easement Practical Expedient for Transition to Topic 842," ASU 2018-10, "Codification Improvements to Topic 842, Leases," ASU 2018-11, "Leases (Topic 842): Targeted Improvements," ASU 2018-20, "Narrow-Scope Improvements for Lessors" and ASU 2019-01, "Leases (Topic 842): Codification Improvements" (collectively referred to as the "lease standard"):** In 2016, the Financial Accounting Standards Board began issuing the first in a series of ASUs intended to increase transparency and

comparability among organizations with leasing activities. The most significant provision of the lease standard is the requirement that lessees recognize operating lease ROU assets and lease liabilities on the balance sheet.

We adopted the lease standard on January 1, 2019 using the optional modified retrospective transition method to apply the new guidance as of January 1, 2019, rather than as of the earliest period presented. We elected the package of practical expedients that permits us to not reassess (a) whether a contract is or contains a lease, (b) lease classification or (c) determination of initial direct costs, which allows us to carry forward accounting conclusions under previous U.S. GAAP on contracts that commenced prior to adoption of the lease standard. We also elected the land easement practical expedient, which allows us to continue to account for pre-existing land easements under our accounting policy that existed before adoption of the lease standard. We did not elect the practical expedient to use hindsight in making judgments when determining the lease term.

The adoption of the lease standard did not change our previously reported financial statements. However, in accordance with the lease standard, on a prospective basis, a significant portion of finance lease costs for PPAs that have historically been presented in

F-49

Cost of Electric Fuel and Purchased Power are now presented in Depreciation and Amortization Expense and Interest Expense on Sempra Energy's and SDG&E's statements of operations. Additionally, the adoption of the lease standard had a material impact on our balance sheets at January 1, 2019 due to the initial recognition of ROU assets and lease liabilities for operating leases. Our finance leases were already included on our balance sheets prior to adoption of the lease standard, consistent with previous U.S. GAAP for capital leases.

The following table shows the initial increases (decreases) on our balance sheets at January 1, 2019 from adoption of the lease standard.

#### IMPACT FROM ADOPTION OF THE LEASE STANDARD

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated	SDG&E	SoCalGas
Assets held for sale	\$ 13	\$ -	\$ -
Other long-term assets	(71)	-	-
Property, plant and equipment, net	(147)	-	-
Right-of-use assets - operating leases	603	130	116
Deferred income tax assets	(3)	-	-
Other current liabilities	80	20	23
Long-term debt and finance leases	(138)	-	-
Deferred credits and other	436	110	93
Retained earnings	17	-	-

As a result of the adoption of the lease standard, we derecognized the asset and liability associated with our corporate headquarters building in accordance with the transition provisions for build-to-suit arrangements. On a prospective basis, we will account for the corporate headquarters building lease as an operating lease. The initial impact is included in the above table.

We include additional disclosures about our leases in Note 16.

**ASU 2016-13, “Measurement of Credit Losses on Financial Instruments”:** ASU 2016-13, as amended by subsequently issued ASUs, changes how entities will measure credit losses for most financial assets and certain other instruments. The standard introduces an “expected credit loss” impairment model that requires immediate recognition of estimated credit losses expected to occur over the remaining life of most financial assets measured at amortized cost, including trade and other receivables, loan commitments and financial guarantees. ASU 2016-13 also requires use of an allowance to record estimated credit losses on available-for-sale debt securities and expands disclosure requirements regarding an entity’s assumptions, models and methods for estimating the credit losses. For public entities, ASU 2016-13 is effective for fiscal years beginning after December 15, 2019, including interim periods therein, with early adoption permitted for fiscal years beginning after December 15, 2018. The amendments are to be applied using a modified retrospective approach through a cumulative-effect adjustment to retained earnings at the beginning of the first reporting period in the year of adoption.

On a prospective basis, the new standard will primarily apply to our accounts receivable balances, amounts due from unconsolidated affiliates and off-balance sheet financial guarantees. We will adopt the standard on January 1, 2020. We expect no impact to SDG&E’s or SoCalGas’ balance sheets from adoption. The following table shows the expected (decreases) increases on Sempra Energy’s balance sheet at January 1, 2020 from adoption of ASU 2016-13.

**EXPECTED IMPACT FROM ADOPTION OF ASU 2016-13**

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated
Accounts receivable - trade, net	\$ (1)
Due from unconsolidated affiliates - noncurrent	(6)
Deferred income tax assets	4
Other current liabilities	4
Deferred credits and other	2
Retained earnings	(7)
Other noncontrolling interests	(2)

**ASU 2017-04, “Simplifying the Test for Goodwill Impairment”:** ASU 2017-04 removes the second step of the goodwill impairment test, which requires a hypothetical purchase price allocation. An entity will be required to apply a one-step quantitative test and record the amount of goodwill impairment as the excess of a reporting unit’s carrying amount over its fair value, not to exceed the carrying amount of goodwill. For public entities, ASU 2017-04 is effective for annual or interim goodwill impairment tests in fiscal years beginning after December 15, 2019, with early adoption permitted. The amendments are to be applied on a prospective basis. We will adopt the standard on January 1, 2020.

**ASU 2018-02, “Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income”:** ASU 2018-02 contains amendments that allow a reclassification from AOCI to retained earnings for stranded tax effects resulting from the TCJA. Under ASU 2018-02, an entity is required to provide certain disclosures regarding

stranded tax effects, including its accounting policy related to releasing the income tax effects from AOCI. The amendments in this update can be applied either as of the beginning of the period of adoption or retrospectively as of the date of enactment of the TCJA and to each period in which the effect of the TCJA is recognized. We adopted ASU 2018-02 on January 1, 2019 and reclassified the income tax effects of the TCJA from AOCI to retained earnings.

The impact from adoption of ASU 2018-02 on January 1, 2019 was as follows:

- Sempra Energy: increase of \$40 million to beginning Retained Earnings, \$2 million to noncurrent Regulatory Liabilities and \$42 million to Accumulated Other Comprehensive Loss;
- SDG&E: increase of \$2 million to beginning Retained Earnings and Accumulated Other Comprehensive Loss; and
- SoCalGas: increase of \$2 million to beginning Retained Earnings, \$2 million to noncurrent Regulatory Liabilities and \$4 million to Accumulated Other Comprehensive Loss.

**ASU 2019-12, "Simplifying the Accounting for Income Taxes":** ASU 2019-12 simplifies certain areas of accounting for income taxes. In addition to other changes, this standard amends ASC 740, "Income Taxes," as follows:

- removes the exception to the incremental approach for intraperiod tax allocation when there is a loss from continuing operations and income or a gain from other items, including discontinued operations or other comprehensive income;
- simplifies the recognition of deferred taxes related to basis differences as a result of ownership changes in investments;
- specifies an entity is not required to allocate the consolidated amount of current and deferred tax expense to a legal entity that is not subject to tax in its separate financial statements; and
- requires an entity to reflect the effect of an enacted change in tax laws or rates in the annual ETR computation in the interim period that includes the enactment date.

For public entities, ASU 2019-12 is effective for fiscal years beginning after December 15, 2020, including interim periods therein, with early adoption permitted. The transition method related to the amendments made by ASU 2019-12 vary based on the nature of the change. We are currently evaluating our planned adoption date and the effect of the standard on our ongoing financial reporting.

## NOTE 3. REVENUES

The following table disaggregates our revenues from contracts with customers by major service line and market and provides a reconciliation to total revenues by segment. The majority of our revenue is recognized over time.

### DISAGGREGATED REVENUES

(Dollars in millions)

	Year ended December 31, 2019						
	SDG&E	SoCalGas	Sempra Mexico	Sempra Renewables	Sempra LNG	Consolidating adjustments and Parent and other	Sempra Energy Consolidated
<b>By major service line:</b>							
Utilities	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 73	\$ -	\$ -	\$ (75)	\$ 9,184
Energy-related businesses	-	-	919	5	176	(143)	957
Revenues from contracts with customers	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 5	\$ 176	\$ (218)	\$ 10,141
<b>By market:</b>							



Gas	\$ 587	\$ 4,367	\$ 680	\$ -	\$ 170	\$ (208)	\$ 5,596
-----	--------	----------	--------	------	--------	----------	----------

F-51

Electric	4,232	-	312	5	6	(10)	4,545
Revenues from contracts with customers	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 5	\$ 176	\$ (218)	\$ 10,141
Revenues from contracts with customers	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 5	\$ 176	\$ (218)	\$ 10,141
Utilities regulatory revenues	106	158	-	-	-	-	264
Other revenues	-	-	383	5	234	(198)	424
Total revenues	\$ 4,925	\$ 4,525	\$ 1,375	\$ 10	\$ 410	\$ (416)	\$ 10,829

Year ended December 31, 2018

	SDG&E	SoCalGas	Sempra Mexico	Sempra Renewables	Sempra LNG	Consolidating adjustments and Parent and other	Sempra Energy Consolidated
<b>By major service line:</b>							
Utilities	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 78	\$ -	\$ -	\$ (69)	\$ 8,374
Energy-related businesses	-	-	941	46	232	(146)	1,073
Revenues from contracts with customers	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 46	\$ 232	\$ (215)	\$ 9,447
<b>By market:</b>							
Gas	\$ 491	\$ 3,577	\$ 711	\$ -	\$ 224	\$ (203)	\$ 4,800
Electric	4,297	-	308	46	8	(12)	4,647
Revenues from contracts with customers	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 46	\$ 232	\$ (215)	\$ 9,447
Revenues from contracts with customers	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 46	\$ 232	\$ (215)	\$ 9,447
Utilities regulatory revenues	(220)	385	-	-	-	-	165
Other revenues	-	-	357	78	240	(185)	490
<b>Total revenues</b>	<b>\$ 4,568</b>	<b>\$ 3,962</b>	<b>\$ 1,376</b>	<b>\$ 124</b>	<b>\$ 472</b>	<b>\$ (400)</b>	<b>\$ 10,102</b>

## REVENUES FROM CONTRACTS WITH CUSTOMERS

Our revenues from contracts with customers are primarily related to the transmission, distribution and storage of natural gas and the generation, transmission and distribution of electricity through our regulated utilities. We also provide other midstream and renewable energy-related services. We assess our revenues on a contract-by-contract basis as well as a portfolio basis to determine the nature, amount, timing and uncertainty, if any, of revenues being recognized.

We generally recognize revenues when performance of the promised commodity service is provided to our customers and invoice our customers for an amount that reflects the consideration we are entitled to in exchange for those services. We consider the delivery and transmission of natural gas and electricity and providing of natural gas storage services as ongoing and integrated services. Generally, natural gas or electricity services are received and

consumed by the customer simultaneously. Our performance obligations related to these services are satisfied over time and represent a series of distinct services that are substantially the same and that have the same pattern of transfer to the customers. We recognize revenue based on units delivered, as the satisfaction of our performance obligations can be directly measured by the amount of natural gas or electricity delivered to the customer. In most cases, the right to consideration from the customer directly corresponds to the value transferred to the customer and we recognize revenue in the amount that we have the right to invoice.

The payment terms in our customer contracts vary. Typically, we have an unconditional right to customer payments, which are due after the performance obligation to the customer is satisfied. The term between invoicing and when payment is due is typically between 10 and 90 days.

We exclude sales and usage-based taxes from revenues. In addition, the California Utilities pay franchise fees to operate in various municipalities. The California Utilities bill these franchise fees to their customers based on a CPUC-authorized rate. These franchise fees, which are required to be paid regardless of the California Utilities' ability to collect from the customer, are accounted for on a gross basis and reflected in utilities revenues from contracts with customers and operating expense.

### ***Utilities Revenues***

Utilities revenues represent the majority of our consolidated revenues from contracts with customers and include:

The transmission, distribution and storage of natural gas at:

- SDG&E
- SoCalGas

F-52

- 
- Sempra Mexico's Ecogas

The generation, transmission and distribution of electricity at SDG&E.

Utilities revenues are derived from and recognized upon the delivery of natural gas or electricity services to customers. Amounts that we bill our customers are based on tariffs set by regulators within the respective state or country. For SDG&E and SoCalGas, which follow the provisions of U.S. GAAP governing rate-regulated operations as we discuss in Note 1, amounts that we bill to customers also include adjustments for previously recognized regulatory revenues.

The California Utilities and Ecogas recognize revenues based on regulator-approved revenue requirements, which allows the utilities to recover their reasonable operating costs and provides the opportunity to realize their authorized rates of return on their investments. While the California Utilities' revenues are not affected by actual sales volumes, the pattern of their revenue recognition during the year is affected by seasonality. SoCalGas recognizes annual authorized revenue for core natural gas customers using seasonal factors established in the Triennial Cost Allocation Proceeding. Accordingly, a significant portion of SoCalGas' annual earnings are recognized in the first and fourth quarters of each year. SDG&E's authorized revenue recognition is also impacted by seasonal factors, resulting in higher earnings in the third quarter when electric loads are typically higher than in the other three quarters of the year.

SDG&E has an arrangement to provide the California ISO with the ability to control its high-voltage transmission lines for prices approved by the FERC. Revenue is recognized over time as access is provided to the California ISO.

Factors that can affect the amount, timing and uncertainty of revenues and cash flows include weather, seasonality and timing of customer billings, which may result in unbilled revenues that can vary significantly from month to month and generally approximate one-half month's deliveries.

The California Utilities recognize revenues from the sale of allocated California GHG emissions allowances at quarterly auctions administered by CARB. GHG allowances are delivered to CARB in advance of the quarterly auctions, and the California Utilities have the right to payment when the GHG allowances are sold at auction. GHG revenue is recognized on a point in time basis within the quarter the auction is held. The California Utilities balance costs and revenues associated with the GHG program through regulatory balancing accounts.

### ***Energy-Related Businesses Revenues***

#### ***Midstream Revenues***

Midstream revenues at Sempra Mexico and Sempra LNG typically represent revenues from long-term, U.S. dollar-based contracts with customers for the sale of natural gas and LNG, as well as storage and transportation of natural gas. Invoiced amounts are based on the volume of natural gas delivered and contracted prices.

Sempra Mexico's marketing operations sell natural gas to the CFE and other customers under supply agreements. Sempra Mexico recognizes the revenue from the sale of natural gas upon transfer of the natural gas via pipelines to customers at the agreed upon delivery points, and in the case of the CFE, at its thermoelectric power plants.

Through its marketing operations, Sempra LNG has contracts to sell natural gas and LNG to Sempra Mexico that allow Sempra Mexico to satisfy its obligations under supply agreements with the CFE and other customers, and to supply Sempra Mexico's TdM power plant. Because Sempra Mexico either immediately delivers the natural gas to its customers or consumes the benefits simultaneously (by using the gas to supply TdM), revenues from Sempra LNG's sale of natural gas to Sempra Mexico are generally recognized over time as delivered. Revenues from LNG sales are recognized at the point when the cargo is delivered to Sempra Mexico.

Revenues from the sale of LNG and natural gas by Sempra LNG to Sempra Mexico are adjusted for indemnity payments and profit sharing. We consider these adjustments to be forms of variable consideration that are associated with the sale of LNG and natural gas to Sempra Mexico, and therefore, Sempra LNG records the related costs as an offset to revenues, with no impact to Sempra Energy's consolidated revenues.

We recognize storage revenue from firm capacity reservation agreements, under which we collect a fee for reserving storage capacity for customers in our underground storage facilities. Under these firm agreements, customers pay a monthly fixed reservation fee based on the storage capacity reserved rather than the actual volumes stored. For the fixed-fee component, revenue is recognized on a straight-line basis over the term of the contract. We bill customers for any capacity used in excess of the contracted capacity and such revenues are recognized in the month of occurrence. We also recognize revenue for interruptible storage services. As we discuss in Note 5, on February 7, 2019, Sempra LNG completed the sale of its non-utility natural gas storage assets in the southeast U.S. (comprised of Mississippi Hub and Bay Gas).

---

We generate pipeline transportation revenues from firm agreements, under which customers pay a fee for reserving transportation capacity. Revenue is recognized when the volumes are delivered to the customers' agreed upon delivery point. We recognize revenues for our stand-ready obligation to provide capacity and transportation services

throughout the contractual delivery period, as the benefits are received and consumed simultaneously as customers utilize pipeline capacity for the transport and receipt of natural gas and LPG. Invoiced amounts are based on a variable usage fee and a fixed capacity charge, adjusted for the Consumer Price Index, the effects of any foreign currency translation and the actual quantity of commodity transported.

### *Renewables Revenues*

Sempra Renewables and Sempra Mexico develop, invest in and operate solar and wind facilities that have long-term PPAs to sell the electricity and the related green energy attributes they generate to customers, generally load serving entities, and also for Sempra Mexico, industrial and other customers. Load serving entities will sell electric service to their end-users and wholesale customers immediately upon receipt of our power delivery, and industrial and other customers immediately consume the electricity to run their facilities, and thus, we recognize the revenue under the PPAs as the electricity is generated. We invoice customers based on the volume of energy delivered at rates pursuant to the PPAs. As we discuss in Note 5, in December 2018, we completed the sale of Sempra Renewables' U.S. operating solar assets, solar and battery storage development projects and its 50% ownership interest in a wind power generation facility. In April 2019, Sempra Renewables completed the sale of its remaining wind assets and investments.

Sempra LNG continues to have a contractual agreement to provide scheduling and marketing of renewable power for Sempra Mexico's renewables' entities. Invoiced amounts are based on a fixed fee per MWh scheduled.

### *Other Revenues from Contracts with Customers*

TdM is a natural gas-fired power plant that generates revenues from selling electricity and/or resource adequacy to the California ISO and to governmental, public utility and wholesale power marketing entities, as the power is delivered at the interconnection point.

### *Remaining Performance Obligations*

We do not disclose information about remaining performance obligations for (a) contracts with an original expected length of one year or less, (b) variable consideration recognized at the amount at which we have the right to invoice for services performed, or (c) variable consideration allocated to wholly unsatisfied performance obligations.

For contracts greater than one year, at December 31, 2019, we expect to recognize revenue related to the fixed fee component of the consideration as shown below. Sempra Energy's remaining performance obligations primarily relate to capacity agreements for natural gas storage and transportation at Sempra Mexico. SoCalGas did not have any remaining performance obligations at December 31, 2019.

#### **REMAINING PERFORMANCE OBLIGATIONS<sup>(1)</sup>**

*(Dollars in millions)*

	Sempra Energy Consolidated	SDG&E
2020	\$ 390	\$ 4
2021	403	4
2022	406	4
2023	402	4
2024	349	4
Thereafter	4,699	71
Total revenues to be recognized	\$ 6,649	\$ 91



<sup>(1)</sup> Excludes intercompany transactions.

**Contract Balances from Revenues from Contracts with Customers**

From time to time, we receive payments in advance of satisfying the performance obligations associated with customer contracts. We defer such revenues as contract liabilities and recognize them in earnings as the performance obligations are satisfied.

Activities within Sempra Energy's and SDG&E's contract liabilities are presented below. There were no contract liability activities at SDG&E in 2018 or SoCalGas in 2019 or 2018.

F-54

**CONTRACT LIABILITIES**

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated	SDG&E
Opening balance, January 1, 2019	\$ (70)	\$ -
Revenue from performance obligations satisfied during reporting period	2	1
Payments received in advance	(95)	(92)
Balance at December 31, 2019 <sup>(1)</sup>	\$ (163)	\$ (91)
Opening balance, January 1, 2018	\$ -	
Adoption of ASC 606 adjustment	(61)	
Revenue from performance obligations satisfied during reporting period	7	
Payments received in advance	(16)	
Balance at December 31, 2018	\$ (70)	

<sup>(1)</sup> Includes \$4 million and \$4 million in Other Current Liabilities and \$159 million and \$87 million in Deferred Credits and Other on the Sempra Energy and SDG&E Consolidated Balance Sheets, respectively.

**Receivables from Revenues from Contracts with Customers**

The table below shows receivable balances associated with revenues from contracts with customers on our Consolidated Balance Sheets.

**RECEIVABLES FROM REVENUES FROM CONTRACTS WITH CUSTOMERS**

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Accounts receivable - trade, net	\$ 1,163	\$ 1,106
Accounts receivable - other, net	16	11
Due from unconsolidated affiliates - current <sup>(1)</sup>	5	4
Assets held for sale	-	6
Total	\$ 1,184	\$ 1,127
<b>SDG&amp;E:</b>		
Accounts receivable - trade, net	\$ 398	\$ 368

**COPIA SIMPLE**

Accounts receivable - other, net		5		
Due from unconsolidated affiliates - current <sup>(1)</sup>		2		3
Total	\$	405	\$	377
<b>SoCalGas:</b>				
Accounts receivable - trade, net	\$	710	\$	634
Accounts receivable - other, net		11		5
Total	\$	721	\$	639

<sup>(1)</sup> Amount is presented net of amounts due to unconsolidated affiliates on the Consolidated Balance Sheets, when right of offset exists.

## REVENUES FROM SOURCES OTHER THAN CONTRACTS WITH CUSTOMERS

Certain of our revenues are derived from sources other than contracts with customers and are accounted for under other accounting standards outside the scope of ASC 606.

### *Utilities Regulatory Revenues*

#### *Alternative Revenue Programs*

We recognize revenues from alternative revenue programs when the regulator-specified conditions for recognition have been met and adjust these revenues as they are recovered or refunded through future utility service.

**Decoupled revenues.** As discussed earlier, the regulatory framework requires the California Utilities to recover authorized revenue based on estimated annual demand forecasts approved in regular proceedings before the CPUC. However, actual demand for natural gas and electricity will generally vary from CPUC-approved forecasted demand due to the impacts from weather volatility, energy efficiency programs, rooftop solar and other factors affecting consumption. The CPUC regulatory framework provides for the California Utilities to use a “decoupling” mechanism, which allows the California Utilities to record revenue

F-55

shortfalls or excess revenues resulting from any difference between actual and forecasted demand to be recovered or refunded in authorized revenue in a subsequent period based on the nature of the account.

**Incentive mechanisms.** The CPUC applies performance-based measures and incentive mechanisms to all California IOUs, under which the California Utilities have earnings potential above authorized base margins if they achieve or exceed specific performance and operating goals. Generally, for performance-based awards, if performance is above or below specific benchmarks, the utility is eligible for financial awards or subject to financial penalties.

Incentive awards are included in revenues when we receive required CPUC approval of the award, the timing of which may not be consistent from year to year. We would record penalties for results below the specified benchmarks against revenues when we believe it is probable that the CPUC would assess a penalty.

### *Other Cost-Based Regulatory Recovery*

The CPUC, and the FERC as it relates to SDG&E, authorize the California Utilities to collect revenue requirements for operating costs and capital related costs (such as depreciation, taxes and return on rate base) from customers, including:

- costs to purchase natural gas and electricity;
- costs associated with administering public purpose, demand response, and customer energy efficiency programs;
- other programmatic activities, such as gas distribution, gas transmission, gas storage integrity management and wildfire mitigation; and
- costs associated with third party liability insurance premiums.

Authorized costs are recovered as the commodity or service is delivered. To the extent authorized amounts collected vary from actual costs, the differences are generally recovered or refunded within a subsequent period based on the nature of the balancing account mechanism. In general, the revenue recognition criteria for balanced costs billed to customers are met at the time the costs are incurred. Because these costs are substantially recovered in rates through a balancing account mechanism, changes in these costs are reflected as changes in revenues. The CPUC and the FERC may impose various review procedures before authorizing recovery or refund for programs authorized, including limitations on the total cost of the program, revenue requirement limits or reviews of costs for reasonableness. These procedures could result in disallowances of recovery from ratepayers.

We discuss balancing accounts and their effects further in Note 4.

### ***Other Revenues***

Sempra LNG has an agreement to supply LNG to Sempra Mexico's ECA LNG Regasification terminal. Although the LNG sale and purchase agreement specifies a number of cargoes to be delivered annually, actual cargoes delivered by the supplier have traditionally been significantly lower than the maximum specified under the agreement. As a result, Sempra LNG is contractually required to make monthly indemnity payments to Sempra Mexico for failure to deliver the contracted LNG.

Sempra Mexico generates lease revenues from operating lease agreements with PEMEX and CENAGAS for the use of natural gas and ethane pipelines and LPG storage facilities. Certain PPAs at Sempra Renewables were also accounted for as operating leases prior to sale of its solar and wind assets in December 2018 and April 2019.

Sempra LNG also recognizes other revenues from:

- fees related to contractual counterparty obligations for non-delivery of LNG cargoes, as described above; and
- sales of natural gas and electricity under short-term and long-term contracts and into the spot market and other competitive markets. Revenues include the net realized gains and losses on physical and derivative settlements and net unrealized gains and losses from the change in fair values of the derivatives.

---

## **NOTE 4. REGULATORY MATTERS**

### **REGULATORY ASSETS AND LIABILITIES**

We show the details of regulatory assets and liabilities in the following table and discuss them below.

# REGULATORY ASSETS (LIABILITIES)

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2019	2018
<b>SDG&amp;E:</b>		
Fixed-price contracts and other derivatives	\$ 8	\$ (150)
Deferred income taxes refundable in rates	(108)	(236)
Pension and other postretirement benefit plan obligations	103	186
Removal obligations	(2,056)	(1,848)
Environmental costs	45	28
Sunrise Powerlink fire mitigation	121	120
Regulatory balancing accounts <sup>(1)(2)</sup>		
Commodity - electric	102	(8)
Gas transportation	22	45
Safety and reliability	77	70
Public purpose programs	(124)	(62)
2019 GRC retroactive impacts	111	-
Other balancing accounts	106	145
Other regulatory liabilities, net <sup>(2)</sup>	(153)	(170)
Total SDG&E	(1,746)	(1,880)
<b>SoCalGas:</b>		
Deferred income taxes refundable in rates	(203)	(336)
Pension and other postretirement benefit plan obligations	400	470
Employee benefit costs	44	49
Removal obligations	(728)	(833)
Environmental costs	40	28
Regulatory balancing accounts <sup>(1)(2)</sup>		
Commodity - gas, including transportation	(118)	196
Safety and reliability	295	332
Public purpose programs	(273)	(325)
2019 GRC retroactive impacts	400	-
Other balancing accounts	(7)	(68)
Other regulatory liabilities, net <sup>(2)</sup>	(101)	(114)
Total SoCalGas	(251)	(601)
<b>Sempra Mexico:</b>		
Deferred income taxes recoverable in rates	83	81
Other regulatory assets	6	6
<b>Total Sempra Energy Consolidated</b>	<b>\$ (1,908)</b>	<b>\$ (2,394)</b>

<sup>(1)</sup> At December 31, 2019 and 2018, the noncurrent portion of regulatory balancing accounts - net undercollected for SDG&E was \$108 million and \$78 million, respectively. At December 31, 2019 and 2018, the noncurrent portion of regulatory balancing accounts - net undercollected for SoCalGas was \$500 million and \$185 million, respectively.

<sup>(2)</sup> Includes regulatory assets earning a return.

In the table above:



- Regulatory assets arising from fixed-price contracts and other derivatives are offset by corresponding liabilities arising from purchased power and natural gas commodity and transportation contracts. The regulatory asset is increased/decreased based on changes in the fair market value of the contracts. It is also reduced as payments are made for commodities and services under these contracts.
- Deferred income taxes refundable/recoverable in rates are based on current regulatory ratemaking and income tax laws.

F-57

---

SDG&E, SoCalGas and Sempra Mexico expect to refund/recover net regulatory liabilities/assets related to deferred income taxes over the lives of the assets that give rise to the related accumulated deferred income tax balances. Regulatory assets and liabilities include certain income tax benefits and expenses associated with flow-through items, which we discuss in Note 3.

- Regulatory assets/liabilities related to pension and other postretirement benefit plan obligations are offset by corresponding liabilities/assets and are being recovered in rates as the plans are funded.
- The regulatory asset related to employee benefit costs represents our liability associated with long-term disability insurance that will be recovered from customers in future rates as expenditures are made.
- Regulatory liabilities from removal obligations represent cumulative amounts collected in rates for future asset removal costs in excess of cumulative amounts incurred (or paid).
- Regulatory assets related to environmental costs represent the portion of our environmental liability recognized at the end of the period in excess of the amount that has been recovered through rates charged to customers. We expect this amount to be recovered in future rates as expenditures are made.
- The regulatory asset related to Sunrise Powerlink fire mitigation is offset by a corresponding liability for the funding of a trust to cover the mitigation costs. SDG&E expects to recover the regulatory asset in rates as the trust is funded over a remaining 50-year period.
- Over- and undercollected regulatory balancing accounts reflect the difference between customer billings and recorded or CPUC-authorized costs, including commodity costs. Depreciation and return on rate base may also be included in certain accounts. Amounts in the balancing accounts are recoverable (receivable) or refundable (payable) in future rates, subject to CPUC approval.

Amortization expense on regulatory assets for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017 was \$7 million, \$5 million and \$50 million, respectively, at Sempra Energy Consolidated, \$3 million, \$2 million and \$49 million, respectively, at SDG&E, and \$4 million, \$3 million and \$1 million, respectively, at SoCalGas.

## **CALIFORNIA UTILITIES**

### ***CPUC General Rate Case***

The CPUC uses GRC proceedings to set rates designed to allow the California Utilities to recover their reasonable operating costs and to provide the opportunity to realize their authorized rates of return on their investments.

### ***2019 General Rate Case***

On September 26, 2019, the CPUC issued a final decision in the 2019 GRC approving SDG&E's and SoCalGas' test year revenues for 2019 and attrition year adjustments for 2020 and 2021. This is the first GRC that includes revenues authorized for risk assessment mitigation phase activities.

The 2019 GRC FD adopts a test year 2019 revenue requirement of \$1,990 million for SDG&E's combined operations (\$1,590 million for its electric operations and \$400 million for its natural gas operations), which is \$213 million lower than the \$2,203 million that SDG&E had requested in its updated application. SDG&E's adopted 2019 revenue requirement represents an increase of \$107 million (5.70%) over its authorized 2018 revenue requirement. The 2019 GRC FD adopts a test year 2019 revenue requirement of \$2,770 million for SoCalGas, which is \$167 million lower than the \$2,937 million that SoCalGas had requested in its updated application. SoCalGas' adopted 2019 revenue requirement represents an increase of \$314 million (12.80%) over its authorized 2018 revenue requirement.

The increases include separately authorized components for O&M and capital-related costs, as follows:

F-58

**AUTHORIZED REVENUE REQUIREMENT INCREASES FOR 2020 AND 2021**

(Dollars in millions)

	2020 increase from 2019		2021 increase from 2020	
	Revenue increase	Percent increase	Revenue increase	Percent increase
<b>SDG&amp;E:</b>				
O&M	\$ 20	2.64%	\$ 19	2.47%
Capital-related costs	114	9.74	83	6.47
Total increase	\$ 134	6.74	\$ 102	4.83
<b>SoCalGas:</b>				
O&M	\$ 36	2.64%	\$ 34	2.40%
Capital-related costs	184	14.36	116	7.93
Total increase	\$ 220	7.92	\$ 150	5.00

The adopted revenue requirements associated with the period from January 1, 2019 through December 31, 2019 are being recovered in rates over a 24-month period beginning in January 2020. At December 31, 2019, SDG&E recorded an associated regulatory asset of \$111 million, with \$56 million as noncurrent, and SoCalGas recorded an associated regulatory asset of \$400 million, with \$200 million as noncurrent.

In January 2020, the CPUC issued a final decision implementing a four-year GRC cycle for California IOUs. The California Utilities were directed to file a petition for modification to revise their 2019 GRC to add two additional attrition years, resulting in a transitional five-year GRC period (2019-2023).

The 2019 GRC FD approves for the California Utilities the establishment of two-way liability insurance premium balancing accounts, including wildfire insurance premium costs based on a specific level of coverage. The 2019 GRC FD also permits the California Utilities to seek recovery of additional liability insurance coverage.

Pursuant to the 2016 GRC FD, SDG&E and SoCalGas each established a two-way income tax expense memorandum account to track, among other items, certain revenue variances resulting from certain differences between the income tax expense forecasted in the GRC and the income tax expense incurred from 2016 through 2018. SDG&E and SoCalGas recorded regulatory liabilities associated with the 2016 through 2018 tracked forecasting differences of \$86 million and \$89 million, respectively. The 2019 GRC FD clarifies that forecasting

differences, which we previously included in this tracked activity, are not subject to tracking in the income tax expense memorandum account. Final resolution of the scope of the two-way income tax expense memorandum account for the 2016 through 2018 period is pending at the CPUC and could impact the disposition of these regulatory liabilities. We expect resolution in the first half of 2020.

The 2016 GRC FD revenue requirement was authorized using a federal income tax rate of 35%. As a result of the TCJA, the federal income tax rate became 21% effective January 1, 2018. Since SDG&E and SoCalGas continued to collect authorized revenues based on a 35% tax rate, SDG&E and SoCalGas recorded regulatory liabilities of \$88 million and \$75 million, respectively. Pursuant to the 2019 GRC FD, SDG&E and SoCalGas are refunding the regulatory balances over a 24-month period starting in January 2020. SDG&E also recorded a \$66 million regulatory liability at December 31, 2019, relating to its FERC jurisdictional rates, which it began refunding in June 2019.

### ***CPUC Cost of Capital***

In April 2019, SDG&E and SoCalGas filed separate applications with the CPUC to update their cost of capital effective January 1, 2020. SDG&E proposed to adjust its authorized capital structure by increasing the amount of its common equity from 52% to 56%. SDG&E also proposed to increase its authorized ROE from 10.2% to 14.3% (with the aggregate ROE proposal including a quantified premium for wildfire liability risk), and to increase its authorized return on rate base from 7.55% to 10.03%. In August 2019, SDG&E filed supplemental testimony to update its ROE request from 10.2% to 12.38% to reflect the impacts of the Wildfire Legislation, including a revised premium for wildfire liability risk, and its authorized return on rate base from 7.55% to 8.95%. SoCalGas proposed to adjust its authorized capital structure by increasing the amount of its common equity from 52% to 56%, its authorized ROE from 10.05% to 10.7% and its authorized return on rate base from 7.34% to 7.85%.

In December 2019, the CPUC approved the cost of capital and rate structures (shown in the table below) for SDG&E and SoCalGas that are effective January 1, 2020 and will remain in effect through December 31, 2022. SDG&E did not propose a 2020 cost of preferred equity in this proceeding. In January 2020, SDG&E filed an advice letter to continue the cost of preferred equity for test year 2020 at 6.22%, which is pending CPUC approval.

F-59

### **CPUC AUTHORIZED COST OF CAPITAL AND RATE STRUCTURE**

SDG&E				SoCalGas		
Authorized weighting	Return on rate base	Weighted return on rate base		Authorized weighting	Return on rate base	Weighted return on rate base
45.25 %	4.59 %	2.08 %	<b>Long-Term Debt</b>	45.60 %	4.23 %	1.93 %
2.75	6.22	0.17	<b>Preferred Stock</b>	2.40	6.00	0.14
52.00	10.20	5.30	<b>Common Equity</b>	52.00	10.05	5.23
<b>100.00 %</b>		<b>7.55 %</b>		<b>100.00 %</b>		<b>7.30 %</b>

The CCM was reauthorized in the 2020 cost of capital proceeding to continue through 2022. The CCM benchmark rate for the 2020 cost of capital is the average monthly utility bond index, as published by Moody's, for the 12-month period from October 2018 through September 2019. SDG&E's CCM benchmark rate is 4.491%, based on

Moody's Baa- utility bond index, and SoCalGas' CCM benchmark rate is 4.024%, based on Moody's A- utility bond index. The index applicable to each utility is based on each utility's credit rating.

The CCM benchmark rates for SDG&E and SoCalGas are the basis of comparison to determine if future measurement periods "trigger" the CCM. The 12 months ending September 2020 shall be the first "CCM Period" to determine if there has been a trigger at SDG&E or SoCalGas. The trigger occurs if the change in the applicable average Moody's utility bond index relative to the CCM benchmark is larger than plus or minus 1.000%. Accordingly, if a change of more than plus or minus 1.000% occurs, SDG&E's, SoCalGas', or both utilities' authorized ROE would be adjusted, upward or downward, by one half of the difference between the CCM benchmark and the 12-month average determined during the CCM Period. In addition, the authorized recovery rate for the respective utilities' cost of debt and preferred stock would be adjusted to their respective actual weighted-average cost, with no change to the authorized capital structure. In the event of a CCM trigger, the CCM benchmark is also reestablished. These adjustments would become effective in authorized rates on January 1 of the year following the CCM trigger.

## SDG&E

### *FERC Rate Matters and Cost of Capital*

SDG&E files separately with the FERC for its authorized ROE on FERC-regulated electric transmission operations and assets.

SDG&E's current estimated FERC return on rate base under the TO4 formula rate request filing is 7.51% based on its capital structure as follows:

#### **FERC-AUTHORIZED COST OF CAPITAL AND RATE STRUCTURE - SDG&E**

	Weighting	Return on rate base	Weighted return on rate base
<b>Long-Term Debt</b>	43.44 %	4.21 %	1.83 %
<b>Common Equity</b>	56.56	10.05	5.68
	<b>100.00 %</b>		<b>7.51 %</b>

### *FERC Formulaic Rate Filing*

In October 2018, SDG&E submitted its TO5 filing to the FERC proposing, among other items, an increase to SDG&E's current authorized FERC ROE from 10.05% to 11.20%. This proceeding establishes the transmission revenue requirement, including rate of return, for SDG&E's FERC-regulated electric transmission operations and assets. On December 31, 2018, the FERC issued its order accepting and suspending SDG&E's TO5 filing for five months, during which the existing TO4 rates remained in effect, and established hearing and settlement procedures. The suspension period ended on June 1, 2019, when the proposed TO5 rates took effect, subject to refund and the outcome of the rate filing. As a result, until a new ROE is authorized, the current ROE of 10.05% is the basis of SDG&E's FERC-related revenue recognition.

In October 2019, SDG&E and all settling parties reached an agreement on all issues set for hearing in the proceeding. The agreement provides for a ROE of 10.60%, consisting of a base ROE of 10.10% plus an additional 50 bps for participation in the California ISO. SDG&E will refund the California ISO additional 50 bps of ROE as





of the refund effective date (June 1, 2019) in this proceeding if the FERC issues an order ruling that California IOUs are no longer eligible for the additional California ISO

F-60

---

ROE. The agreement also includes the collection of additional FERC revenues of \$17 million to conclude a rate base matter, net of certain refunds to be paid to CPUC-jurisdictional customers. We expect a FERC order on the settlement terms in the first half of 2020.

When we receive a final decision, SDG&E expects to record the cumulative earnings effect of retroactive application to June 1, 2019 for any difference between the current ROE and the approved ROE.

## **SOCALGAS**

### ***Billing Practices OII***

In May 2017, the CPUC issued an OII to determine whether SoCalGas violated any provisions of the California Public Utilities Code, General Orders, CPUC decisions, or other requirements pertaining to billing practices from 2014 through 2016. The CPUC examined the timeliness of monthly bills, extending the billing period for customers, and issuing estimated bills, including an examination of SoCalGas' gas tariff rules. In January 2019, the CPUC ordered SoCalGas to pay \$8 million in penalties, including \$3 million that was paid in July 2019 to California's general fund and \$5 million to be credited to customers that received delayed bills (greater than 45 days) in the form of a \$100 bill credit. SoCalGas filed an appeal of the CPUC's conclusions in the order, which, in April 2019, the CPUC denied. SoCalGas filed a rehearing request in May 2019, which is pending before the CPUC. The CPUC granted SoCalGas' request to delay distribution of the \$100 bill credit to customers until a final decision on the rehearing.

## **SEMPRA MEXICO**

In July and December of 2018, the CRE adjusted Ecogas' natural gas distribution rates charged to end-users in 2014 through 2016. Ecogas recorded regulatory assets of \$7 million and \$5 million, respectively, for these tariff adjustments, which are recoverable in rates effective September 1, 2018 and February 1, 2019, respectively, through December 31, 2020.

---

## **NOTE 5. ACQUISITIONS, DIVESTITURES AND DISCONTINUED OPERATIONS**

We consolidate assets acquired and liabilities assumed as of the purchase date and include earnings from acquisitions in consolidated earnings after the purchase date.

### **ACQUISITIONS**



*Sempra Texas Utilities*  
*TTHC*

In February 2020, Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC, acquired an additional indirect 0.2% interest in Oncor through its acquisition of a 1% interest in TTHC from Hunt Strategic Utility Investment, L.L.C., including notes receivable due from TTHC with an aggregate outstanding balance of approximately \$5.5 million, for a total purchase price of approximately \$23 million in cash, bringing Sempra Energy's indirect ownership in Oncor to approximately 80.45%. TTHC owns 100% of TTI, which owns 19.75% of Oncor's outstanding membership interests.

*Oncor Holdings*

In March 2018, Sempra Energy completed the acquisition of an indirect, 100% interest in Oncor Holdings, which owned 80.03% of Oncor, and other EFH assets and liabilities unrelated to Oncor, pursuant to the Merger Agreement with EFH. Under the Merger Agreement, we paid Merger Consideration of \$9.45 billion in cash and an additional \$31 million representing an adjustment for dividends and payments pursuant to a tax sharing agreement with Oncor and Oncor Holdings. Also in March 2018, in a separate transaction, Sempra Energy, through its interest in Oncor Holdings, acquired an additional 0.22% of the outstanding membership interests in Oncor from OMI for \$26 million in cash, bringing Sempra Energy's indirect ownership in Oncor to 80.25%. TTI continues to own 19.75% of Oncor's outstanding membership interest.

Pursuant to the Merger Agreement, the reorganized EFH (renamed Sempra Texas Holdings Corp.) merged with an indirect subsidiary of Sempra Energy, with Sempra Texas Holdings Corp. continuing as the surviving company and an indirect, wholly

F-61

---

owned subsidiary of Sempra Energy. Sempra Texas Holdings Corp. wholly owns EFIH (renamed Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC), which holds our 100% interest in Oncor Holdings. Other assets and liabilities unrelated to Oncor that were acquired with Sempra Texas Holdings Corp. have been subsumed into our parent organization, Parent and other.

Due to ring-fencing measures, existing governance mechanisms and commitments in effect, we do not have the power to direct the significant activities of Oncor Holdings and Oncor. Consequently, we account for our 100% ownership interest in Oncor Holdings as an equity method investment. See Note 6 for additional information about our equity method investment in Oncor Holdings and related ring-fencing measures.

In anticipation of the Merger, in January 2018, we completed registered public offerings of our common stock (including shares offered pursuant to forward sale agreements), series A preferred stock and long-term debt, as we discuss in Notes 7, 13 and 14. These offerings provided total initial net proceeds of approximately \$7.0 billion for partial funding of the Merger Consideration, of which approximately \$800 million was used to pay down commercial paper, pending the closing of the Merger.

In March 2018, to fund a portion of the Merger Consideration, we settled approximately \$900 million (net of underwriting discounts of \$16 million) of forward sales under the forward sale agreements entered into in connection with the public offering of common stock in January 2018 by delivery of 8,556,630 shares of newly



issued Semptra Energy common stock, as we discuss in Note 14. We raised the remaining portion of the Merger Consideration through issuances of approximately \$2.6 billion in commercial paper with a weighted-average maturity of 47 days and a weighted-average interest rate of 2.2% per annum.

The total purchase price paid was comprised of the following:

- \$9,450 million of Merger Consideration;
- \$31 million adjustment for dividends and payments pursuant to a tax sharing agreement with Oncor and Oncor Holdings;
- \$26 million paid in a separate transaction to acquire an additional 0.22% of the outstanding membership interests in Oncor from OMI; and
- \$59 million of transaction costs included in the basis of our investment in Oncor Holdings.

We accounted for the Merger as an asset acquisition, as the equity method investment in Oncor Holdings represents substantially all of the fair value of the gross assets acquired. The following table sets forth the allocation of the total purchase price paid to the identifiable assets acquired and liabilities assumed.

#### **PURCHASE PRICE ALLOCATION**

*(Dollars in millions)*

	At March 9, 2018 <sup>(1)</sup>
<b>Assets acquired:</b>	
Accounts receivable - other, net	\$ 1
Due from unconsolidated affiliates	46
Investment in Oncor Holdings	9,227
Deferred income tax assets	287
Other noncurrent assets	109
Total assets acquired	9,670
<b>Liabilities assumed:</b>	
Other current liabilities	23
Pension and other postretirement benefit plan obligations	21
Deferred credits and other	58
Total liabilities assumed	102
Net assets acquired	\$ 9,568
Total purchase price paid	\$ 9,568

<sup>(1)</sup> In the fourth quarter of 2018, we received additional information regarding deferred income taxes related to the resolution of claims in EFH's emergence from bankruptcy as of the acquisition date. As a result, we recorded an adjustment to increase our investment in Oncor Holdings by \$64 million, decrease deferred income tax assets by \$66 million and decrease deferred credits and other liabilities by \$2 million. Also in the fourth quarter of 2018, we recorded \$2 million of additional purchase price paid related to additional transaction costs.

The fair value of the equity method investment in Oncor Holdings is primarily attributable to Oncor's business. Therefore, we considered the underlying assets and liabilities of Oncor when determining the fair value of our equity method investment. As a regulated entity, Oncor's rates are set and approved by the PUCT, and are designed to recover the cost of providing service and the opportunity to earn a reasonable return on its investments. Accordingly, Oncor applies the guidance under the provisions of U.S. GAAP governing rate-regulated operations. Under U.S. GAAP, regulation is viewed as being a characteristic (restriction) of



a regulated entity's assets and liabilities, and the impact of regulation is considered a fundamental input to measuring the fair value of Oncor's assets and liabilities. Under this premise, we concluded that the carrying values of all assets and liabilities recoverable through rates are representative of their fair values.

In May 2019, Oncor completed the acquisition of 100% of the issued and outstanding shares of InfraREIT and 100% of the limited partnership units of its subsidiary, InfraREIT Partners, LP, pursuant to the InfraREIT Merger Agreement. Under the InfraREIT Merger Agreement, Oncor paid merger consideration of \$1,275 million, or \$21 per share, plus certain transaction costs incurred by InfraREIT and its subsidiaries and paid by Oncor on their behalf, including \$40 million for a management agreement termination fee. In connection with and immediately after the closing, Oncor also extinguished all of InfraREIT's outstanding debt (totaling \$953 million) by repaying an aggregate principal amount of \$602 million on behalf of InfraREIT's subsidiaries (using proceeds from a term loan and issuances of commercial paper), and exchanging an aggregate principal amount of \$351 million of secured senior notes issued by InfraREIT subsidiaries for secured senior notes issued by Oncor. Oncor received a total of \$1,330 million in capital contributions from Sempra Energy and certain indirect equity holders of TTI, proportionate to their respective ownership interest in Oncor, to fund the purchase price and certain expenses.

As part of Oncor's acquisition of interests in InfraREIT, immediately prior to closing the InfraREIT Merger Agreement, SDTS accepted and assumed certain assets and liabilities of Sharyland Utilities, LP in exchange for certain SDTS assets, pursuant to the Asset Exchange Agreement. SDTS received real property and other assets used in the electric transmission and distribution business in Central, North and West Texas, as well as the equity interests in GS Project Entity, LLC (a wholly owned subsidiary of Sharyland Utilities, LP), and Sharyland Utilities, LP received real property and other assets used in the electric transmission and distribution business near the Texas-Mexico border. Pursuant to the Asset Exchange Agreement, immediately prior to the completion of the exchange, SDTS became a wholly owned, indirect subsidiary of InfraREIT Partners, LP.

#### *Sharyland Holdings*

On May 16, 2019, Sempra Energy acquired an indirect, 50% interest in Sharyland Holdings for \$95 million (net of \$7 million in post-closing adjustments) pursuant to the Securities Purchase Agreement. In connection with and prior to the consummation of the Securities Purchase Agreement, Sharyland Holdings owned 100% of the membership interests in Sharyland Utilities, LP and Sharyland Utilities, LP converted into a limited liability company, named Sharyland Utilities, L.L.C. We account for our interest in Sharyland Holdings as an equity method investment.

#### *Sempra Mexico*

##### *Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V.*

On November 15, 2017, IEnova completed the asset acquisition of PEMEX's 50% interest in DEN, a JV that holds a 50% interest in the Los Ramones Norte pipeline through TAG JV, for a purchase price of \$165 million (exclusive of \$18 million of cash and cash equivalents acquired), plus the assumption of \$96 million of short-term debt. This acquisition increased IEnova's ownership interest in DEN through IEnova Pipelines from 50% to 100%, and increased IEnova's indirect ownership interest in TAG JV from 25% to 50%. IEnova Pipelines previously accounted for its 50% interest in DEN as an equity method investment. At closing, DEN became a wholly owned, consolidated subsidiary of IEnova Pipelines. DEN will continue to account for its interest in TAG JV as an equity method



investment. This acquisition also included a \$66 million intangible asset that represents a favorable O&M agreement, which has an amortization period of 23 years.

### ***Sempra Renewables***

On July 10, 2017, Sempra Renewables paid \$124 million in cash for an asset acquisition of a portfolio of four solar projects located in Fresno County, California, that were under construction. Completed in 2018, the facilities were sold to a subsidiary of Con Ed in December 2018, as we discuss below.

### ***Sempra South American Utilities***

*Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.*

On December 18, 2018, Chilquinta Energía acquired a 100% interest in Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. through a sales and purchase agreement with AES Gener S.A. and its subsidiary Sociedad Eléctrica Angamos S.A. We completed the acquisition for a purchase price of \$226 million and paid \$208 million (net of \$18 million cash acquired) with available cash on hand at our former Sempra South American Utilities segment, which is presented in discontinued operations.

We accounted for this business combination using the acquisition method of accounting. At the acquisition date, we allocated the \$208 million in cash paid to the identifiable assets acquired (\$231 million) and liabilities assumed (\$43 million) based on their

F-63

respective fair values, with the excess recognized as goodwill (\$38 million), which are included below in the “Assets Held for Sale in Discontinued Operations” table. We consider the purchase price allocation at the acquisition date to be final.

## **DIVESTITURES**

In June 2018, our board of directors approved a plan to divest certain non-utility natural gas storage assets in the southeast U.S., and all our U.S. wind and U.S. solar assets (collectively, the Assets). As a result, we recorded impairment charges totaling \$1.5 billion (\$900 million after tax and NCI) in June 2018, which included \$1.3 billion (\$755 million after tax and NCI) at Sempra LNG, included in Impairment Losses on Sempra Energy’s Consolidated Statements of Operations, and \$200 million (\$145 million after tax) at Sempra Renewables, included in Equity Earnings on Sempra Energy’s Consolidated Statements of Operations. In December 2018, we reduced the impairment of \$1.3 billion recorded at Sempra LNG in June 2018 by \$183 million (\$126 million after tax and NCI) as a result of the sales agreement for certain storage assets described below, resulting in a total impairment charge of \$1.1 billion (\$629 million after tax and NCI) for the year ended December 31, 2018. These impairment charges primarily represented an adjustment of the related assets’ carrying values to estimated fair values, less costs to sell when applicable, which we discuss in Notes 6 and 12.

### ***Sempra Renewables***

On December 13, 2018, Sempra Renewables completed the sale of the following assets to a subsidiary of Con Ed for cash proceeds of \$1.6 billion:

- its operating solar assets, including assets that we owned through JVs or through tax equity arrangements (other than those interests held by tax equity investors);
- its solar and battery storage development projects; and
- its 50% interest in the Broken Bow 2 wind generation facility.

In 2018, we recognized a pretax gain of \$513 million (\$367 million after tax) in Gain on Sale of Assets on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations.

The following table summarizes the deconsolidation of these subsidiaries in 2018.

#### DECONSOLIDATION OF SUBSIDIARIES

(Dollars in millions)

	Certain subsidiaries of Sempra Renewables At December 13, 2018
Proceeds from sale, net of transaction costs	\$ 1,585
Cash	(7)
Restricted cash	(7)
Other current assets	(14)
Property, plant and equipment, net	(1,303)
Other investments	(329)
Other long-term assets	(24)
Current liabilities	8
Long-term debt	70
Asset retirement obligations	52
Other long-term liabilities	5
Noncontrolling interests	486
Accumulated other comprehensive income	(9)
Gain on sale	\$ 513

On April 22, 2019, Sempra Renewables completed the sale of its remaining wind assets and investments to AEP for \$569 million, net of transaction costs, and recorded a \$61 million (\$45 million after tax and NCI) gain, which is included in Gain on Sale of Assets on the Consolidated Statements of Operations. Upon completion of the sale, remaining nominal business activities at Sempra Renewables were subsumed into Parent and other and the Sempra Renewables segment ceased to exist.

On February 7, 2019, Sempra LNG completed the sale of its non-utility natural gas storage assets in the southeast U.S. (comprised of Mississippi Hub and Bay Gas), which we classified as held for sale at December 31, 2018, to an affiliate of ArcLight Capital Partners and received cash proceeds of \$322 million, net of transaction costs. In January 2019, Sempra LNG completed the sale of other non-utility assets for \$5 million.

## DISCONTINUED OPERATIONS

On January 25, 2019, our board of directors approved a plan to sell our South American businesses. We determined that these businesses, which previously constituted the Sempra South American Utilities segment, and certain activities associated with those businesses, met the held-for-sale criteria. These businesses are presented as discontinued operations, as the planned sales represent a strategic shift that will have a major effect on our operations and financial results. We do not plan to have significant continuing involvement in or be able to exercise significant influence on the operating or financial policies of these operations after they are sold. Accordingly, the results of operations, financial position and cash flows for these businesses have been reclassified to discontinued operations for all periods presented.

Discontinued operations that were previously in the Sempra South American Utilities segment include our 100% interest in Chilquinta Energía in Chile, our 83.6% interest in Luz del Sur in Peru and our interests in two energy-services companies, Tecnoled and Tecsur, which provide electric construction and infrastructure services to Chilquinta Energía and Luz del Sur, respectively, as well as third parties.

On September 27, 2019, we entered into a Purchase and Sale Agreement with China Yangtze Power International (Hongkong) Co., Limited to sell our equity interests in our Peruvian businesses, including our 83.6% interest in Luz del Sur and its indirect ownership interest in Tecsur, for an aggregate base purchase price of \$3.59 billion, subject to customary closing adjustments for working capital and changes in net indebtedness. The sale is subject to various conditions to closing, including approvals from the Peruvian anti-trust authority and the Bermuda Monetary Authority. We expect the sale to close in the first half of 2020.

On October 12, 2019, we entered into a Purchase and Sale Agreement with State Grid International Development Limited to sell our equity interests in our Chilean businesses, including our 100% interest in Chilquinta Energía and Tecnoled and our 50% interest in Eletrans, for an aggregate base purchase price of \$2.23 billion, subject to customary adjustments for working capital and changes in net indebtedness and other adjustments. Chilquinta Energía also agreed to purchase the remaining 50% interest in Eletrans from Sociedad Austral de Electricidad S.A., contingent on the sale of our Chilean businesses to State Grid International Development Limited. This acquisition by Chilquinta Energía would result in State Grid International Development Limited acquiring 100% of Eletrans, which we do not expect will have a significant economic impact on the sale of our Chilean businesses. The sale of our Chilean businesses is subject to various conditions to closing, including approval by the Chilean anti-trust authority, certain Chinese regulatory approvals and approval by the Bermuda Monetary Authority, but is not subject to Chilquinta Energía purchasing the remaining 50% interest in Eletrans. We expect the sale to close in the first half of 2020.

Summarized results from discontinued operations were as follows:

## DISCONTINUED OPERATIONS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Revenues	\$ 1,614	\$ 1,585	\$ 1,567
Cost of sales	(1,012)	(1,041)	(1,060)

Operating expenses	(159)	(206)	(202)
Interest and other	(11)	(6)	(2)
Income before income taxes and equity earnings	432	332	303
Income tax expense	(72)	(145)	(338)
Equity earnings	3	1	4
Income (loss) from discontinued operations, net of income tax	363	188	(31)
Earnings attributable to noncontrolling interests	(35)	(32)	(27)
Earnings (losses) from discontinued operations attributable to common shares	\$ 328	\$ 156	\$ (58)

F-65

The following table summarizes the carrying amounts of the major classes of assets and related liabilities classified as held for sale in discontinued operations.

**ASSETS HELD FOR SALE IN DISCONTINUED OPERATIONS**

*(Dollars in millions)*

	December 31,	
	2019	2018
Cash and cash equivalents	\$ 74	\$ 88
Restricted cash <sup>(1)</sup>	1	-
Accounts receivable, net	303	315
Due from unconsolidated affiliates	2	2
Inventories	36	38
Other current assets	29	16
Current assets	\$ 445	\$ 459
Due from unconsolidated affiliates	\$ 54	\$ 44
Goodwill and other intangible assets	801	819
Property, plant and equipment, net	2,618	2,357
Other noncurrent assets	40	39
Noncurrent assets	\$ 3,513	\$ 3,259
Short-term debt	\$ 52	\$ 55
Accounts payable	201	176
Current portion of long-term debt and finance leases	85	29
Other current liabilities	106	108
Current liabilities	\$ 444	\$ 368
Long-term debt and finance leases	\$ 702	\$ 708
Deferred income taxes	284	250
Other noncurrent liabilities	66	55
Noncurrent liabilities	\$ 1,052	\$ 1,013

<sup>(1)</sup> Primarily represents funds held in accordance with Peruvian tax law.



At December 31, 2019 and 2018, \$551 million and \$506 million, respectively, of cumulative foreign currency translation adjustments related to our South American businesses are included in AOCI.

## NOTE 6. INVESTMENTS IN UNCONSOLIDATED ENTITIES

We generally account for investments under the equity method when we have significant influence over, but do not have control of, these entities. Equity earnings and losses, both before and net of income tax, are combined and presented as Equity Earnings on the Consolidated Statements of Operations.

Our equity method investments include various domestic and foreign entities. Our domestic equity method investees are typically partnerships that are pass-through entities for income tax purposes and therefore they do not record income tax. Sempra Energy's income tax on earnings from these equity method investees, other than Oncor Holdings as we discuss below, is included in Income Tax (Expense) Benefit on the Consolidated Statement of Operations. Our foreign equity method investees are corporations whose operations are generally taxable on a standalone basis in the countries in which they operate, and we recognize our equity in such income or loss net of investee income tax. See Note 8 for information on how equity earnings and losses before income taxes are factored into the calculations of our pretax income or loss and ETR.

F-66

We provide the carrying values of our investments and earnings (losses) on these investments in the following tables.

### EQUITY METHOD AND OTHER INVESTMENT BALANCES

(Dollars in millions)

	Percent ownership			
	December 31,		December 31,	
	2019	2018	2019	2018
<b>Sempra Texas Utilities:</b>				
Oncor Holdings <sup>(1)</sup>	100%	100%	\$ 11,519	\$ 9,652
<b>Sempra Texas Utilities:</b>				
Sharyland Holdings <sup>(2)</sup>	50	-	\$ 100	\$ -
<b>Sempra Mexico:</b>				
Energía Sierra Juárez <sup>(3)</sup>	50	50	39	43
IMG JV <sup>(4)</sup>	40	40	337	328
TAG JV <sup>(5)</sup>	50	50	365	376
<b>Sempra Renewables:</b>				
Auwahi Wind	-	50	-	38
Cedar Creek 2 Wind	-	50	-	69
Flat Ridge 2 Wind <sup>(6)</sup>	-	50	-	82
Fowler Ridge 2 Wind	-	50	-	45
Mehoopany Wind <sup>(7)</sup>	-	50	-	57

**Sempra LNG:**

Cameron LNG JV <sup>(8)</sup>	50.2	50.2	1,256	1,271
Total other equity method investments			2,097	2,309
Other			6	11
Total other investments			\$ 2,103	\$ 2,320

- <sup>(1)</sup> The carrying value of our equity method investment is \$2,823 million and \$2,814 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee at December 31, 2019 and 2018, respectively, due to \$2,868 million of equity method goodwill and \$69 million in basis differences in AOCI, offset by \$114 million at December 31, 2019 and \$123 million at December 31, 2018 due to a tax sharing liability to TTI under the tax sharing agreement.
- <sup>(2)</sup> The carrying value of our equity method investment is \$42 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee due to equity method goodwill.
- <sup>(3)</sup> The carrying value of our equity method investment is \$12 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee due to the remeasurement of our retained investment to fair value in 2014.
- <sup>(4)</sup> The carrying value of our equity method investment is \$5 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee due to guarantees.
- <sup>(5)</sup> The carrying value of our equity method investment is \$130 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee due to equity method goodwill.
- <sup>(6)</sup> The carrying value of our equity method investment at December 31, 2018 was \$169 million lower than the underlying equity in the net assets of the investee due to an other-than-temporary impairment recorded in 2018.
- <sup>(7)</sup> The carrying value of our equity method investment at December 31, 2018 was \$31 million lower than the underlying equity in the net assets of the investee due to an other-than-temporary impairment recorded in 2018.
- <sup>(8)</sup> The carrying value of our equity method investment is \$263 million and \$246 million higher than the underlying equity in the net assets of the investee at December 31, 2019 and 2018, respectively, primarily due to guarantees, which we discuss below, interest capitalized on the investment prior to the JV commencing its planned principal operations in August 2019 and amortization of guarantee fees and capitalized interest thereafter.

F-67

**EARNINGS (LOSSES) FROM EQUITY METHOD INVESTMENTS**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>EARNINGS (LOSSES) RECORDED BEFORE INCOME TAX<sup>(1)</sup>:</b>			
<b>Sempra Texas Utilities:</b>			
Sharyland Holdings	\$ 2	\$ -	\$ -
<b>Sempra Renewables:</b>			
Wind:			
Auwahi Wind	-	3	5
Broken Bow 2 Wind	-	(2)	(2)
Cedar Creek 2 Wind	-	(1)	(2)
Flat Ridge 2 Wind <sup>(2)</sup>	(3)	(178)	(13)
Fowler Ridge 2 Wind	5	3	4
Mehoopany Wind <sup>(2)</sup>	1	(30)	(1)

**Solar:**

California solar partnership	-	8	7
Copper Mountain Solar 2	-	5	5
Copper Mountain Solar 3	-	8	8
Mesquite Solar 1	-	18	18
Other	2	(3)	-

**Sempra LNG:**

Cameron LNG JV	24	-	5
----------------	----	---	---

**Parent and other:**

RBS Sempra Commodities <sup>(2)</sup>	-	(67)	-
Other	(1)	-	-
	30	(236)	34

**EARNINGS (LOSSES) RECORDED NET OF INCOME TAX:**

**Sempra Texas Utilities:**

Oncor Holdings	526	371	-
----------------	-----	-----	---

**Sempra Mexico:**

DEN	-	-	(13)
Energía Sierra Juárez	2	2	-
IMG JV	9	29	45
TAG JV	13	9	6
	550	411	38

<b>Total</b>	<b>\$ 580</b>	<b>\$ 175</b>	<b>\$ 72</b>
--------------	---------------	---------------	--------------

<sup>(1)</sup> We provide our ETR calculation in Note 8.

<sup>(2)</sup> Losses from equity method investment in 2018 include an other-than-temporary impairment charge, which we discuss below.

We disclose distributions received from our investments, by segment, in the table below.

**DISTRIBUTIONS FROM INVESTMENTS**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Sempra Texas Utilities	\$ 246	\$ 149	\$ -
Sempra Mexico	2	-	-
Sempra Renewables	1	63	65
Parent and other	7	-	-
<b>Total</b>	<b>256</b>	<b>212</b>	<b>65</b>

At December 31, 2019 and 2018, our share of the undistributed earnings of equity method investments was \$634 million and \$332 million, respectively, including \$501 million at December 31, 2019 in undistributed earnings from investments for which we have more than 50% equity interests.



## SEMPRA TEXAS UTILITIES

### *Oncor Holdings*

As we discuss in Note 5, on March 9, 2018, we completed the acquisition of an indirect, 100% interest in Oncor Holdings, which, at December 31, 2019, owns an 80.25% interest in Oncor. Sempra Energy does not control Oncor Holdings or Oncor, and the ring-fencing measures, governance mechanisms and commitments in effect limit our ability to direct the management, policies and operations of Oncor Holdings and Oncor, including the deployment or disposition of their assets, declarations of dividends, strategic planning and other important corporate issues and actions. We also have limited representation on the Oncor Holdings and Oncor boards of directors. As we do not have the power to direct the significant activities of Oncor Holdings and Oncor, we account for our 100% ownership interest in Oncor Holdings as an equity method investment.

Oncor is a domestic partnership for U.S. federal income tax purposes and is not included in the consolidated income tax return of Sempra Energy. Rather, only our pretax equity earnings from our investment in Oncor Holdings (a disregarded entity for tax purposes) are included in our consolidated income tax return. A tax sharing agreement with TTI, Oncor Holdings and Oncor provides for the calculation of an income tax liability substantially as if Oncor Holdings and Oncor were taxed as corporations and requires tax payments determined on that basis. While partnerships are not subject to income taxes, in consideration of the tax sharing agreement and Oncor being subject to the provisions of U.S. GAAP governing rate-regulated operations, Oncor recognizes amounts determined under cost-based regulatory rate-setting processes (with such costs including income taxes), as if it were taxed as a corporation. As a result, since Oncor Holdings consolidates Oncor, we recognize equity earnings from our investment in Oncor Holdings net of its recorded income tax.

We provide summarized income statement and balance sheet information for Oncor Holdings in the following table.

#### **SUMMARIZED FINANCIAL INFORMATION - ONCOR HOLDINGS**

*(Dollars in millions)*

	Year ended December 31, 2019	March 9 - December 31, 2018
Operating revenues	\$ 4,347	\$ 3,347
Operating expense	(3,135)	(2,434)
Income from operations	1,212	913
Interest expense	(375)	(285)
Income tax expense	(131)	(119)
Net income	643	455
Noncontrolling interest held by TTI	(129)	(94)
Earnings attributable to Sempra Energy	514	360

	At December 31,	
	2019	2018
Current assets	\$ 913	\$ 772
Noncurrent assets	26,012	21,980
Current liabilities	1,626	2,217
Noncurrent liabilities	14,125	11,756
Noncontrolling interest held by TTI	2,473	1,951



In 2019, we contributed cash of \$1,587 million to Oncor, including \$1,067 million to fund Oncor's May 2019 acquisition of interests in InfraREIT and certain acquisition-related expenses. In 2018, we contributed \$230 million in cash to Oncor in accordance with the terms of the Merger Agreement, which enabled Oncor to achieve its required capital structure calculated for regulatory purposes. In 2019 and 2018, Oncor Holdings distributed to Sempra Energy \$246 million and \$149 million, respectively, in dividends and \$10 million and \$18 million, respectively, in tax sharing payments.

### ***Sharyland Holdings***

As we discuss in Note 5, on May 16, 2019, we acquired an indirect, 50% interest in Sharyland Holdings, which owns a 100% interest in Sharyland Utilities, for \$95 million, net of \$7 million in post-closing adjustments, which we account for as an equity method investment. In 2019, we invested cash of \$3 million in Sharyland Holdings.

F-69

---

## **SEMPRA MEXICO**

### ***IMG JV***

IEnova has a 40% interest in IMG JV, a JV with a subsidiary of TC Energy, and accounts for its interest as an equity method investment. IMG JV owns and operates the Sur de Texas-Tuxpan natural gas marine pipeline, which is fully contracted under a 35-year natural gas transportation service contract with the CFE and commenced commercial operation in September 2019. In 2018 and 2017, Sempra Mexico invested cash of \$80 million and \$72 million, respectively, in IMG JV.

### ***DEN and TAG JV***

On November 15, 2017, IEnova acquired the remaining 50% interest in DEN, and DEN became a consolidated subsidiary. Since the acquisition date, IEnova accounts for DEN's 50% interest in TAG JV as an equity method investment. We discuss this acquisition in Note 5.

## **SEMPRA RENEWABLES**

As a result of the plan of sale, Sempra Renewables recorded an other-than-temporary impairment on certain of our wind equity method investments totaling \$200 million in 2018, which is included in Equity Earnings on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations. Sempra Renewables completed the sales of all its operating solar assets, including its solar equity method investments and one wind equity method investment, in December 2018 and its remaining wind assets and investments in April 2019. We discuss these divestitures further in Note 5. In 2018, Sempra Renewables invested cash of \$5 million in its unconsolidated JVs.

**SEMPRA LNG*****Cameron LNG JV***

Cameron LNG JV was formed in October 2014 among Sempra Energy and three project partners, TOTAL S.A., Mitsui & Co., Ltd., and Japan LNG Investment, LLC, a company jointly owned by Mitsubishi Corporation and Nippon Yusen Kabushiki Kaisha. We account for our 50.2% investment in Cameron LNG JV under the equity method.

Cameron LNG JV is constructing a three-train natural gas liquefaction export facility with a nameplate capacity of 13.9 Mtpa of LNG, with an expected export capability of 12 Mtpa of LNG, or approximately 1.7 Bcf per day. In August 2019, the first of three trains commenced commercial operation under the JV's tolling agreements. Prior to commencing commercial operation, Sempra LNG capitalized interest of \$33 million in 2019 and \$47 million in each of 2018 and 2017 related to this equity method investment. In 2019, 2018 and 2017, Sempra LNG invested cash of \$77 million, \$228 million and \$1 million, respectively, in Cameron LNG JV.

***Cameron LNG JV Financing***

**General.** In August 2014, Cameron LNG JV entered into finance documents (collectively, Loan Facility Agreements) for senior secured financing in an initial aggregate principal amount of up to \$7.4 billion under three debt facilities provided by the Japan Bank for International Cooperation (JBIC) and 29 international commercial banks, some of which will benefit from insurance coverage provided by Nippon Export and Investment Insurance (NEXI).

The Loan Facility Agreements and related finance documents provide senior secured term loans with a maturity date of July 15, 2030. The proceeds of the loans are being used for financing the cost of development and construction of the three-train Cameron LNG project. The Loan Facility Agreements and related finance documents contain customary representations and affirmative and negative covenants for project finance facilities of this kind with the lenders of the type participating in the Cameron LNG JV financing.

In December 2019, Cameron LNG JV refinanced \$3.0 billion of the uncovered bank facility portion of the Loan Facility Agreements in a private placement bond offering. The newly issued senior secured notes bear interest at a fixed weighted-average rate of 3.39% and have a weighted-average tenor of 15.4 years at December 31, 2019.

**Interest.** The weighted-average all-in cost of the loans that remain outstanding under the original Loan Facility Agreements (and based on certain assumptions as to timing of drawdown) is 0.98% per annum over LIBOR prior to financial completion of the project and 1.22% per annum over LIBOR following financial completion of the project. The original Loan Facility Agreements required Cameron LNG JV to hedge 50% of outstanding borrowings to fix the interest rate, beginning in 2016. The hedges are to

---

remain in place until the debt principal has been amortized by 50%. In November 2014, Cameron LNG JV entered into floating-to-fixed interest rate swaps for approximately \$3.7 billion notional amount, resulting in an effective fixed rate of 3.19% for the LIBOR component of the interest rate on the loans. In June 2015, Cameron LNG JV entered into additional floating-to-fixed interest rate swaps effective starting in 2020, for approximately \$1.5 billion



notional amount, resulting in an effective fixed rate of 3.32% for the LIBOR component of the interest rate on the loans. In December 2019, approximately \$790 million of the \$1.5 billion notional amount was terminated as a result of the refinancing, resulting in an effective fixed rate of 3.26% for the LIBOR component of the interest rate on the remaining loans outstanding.

The weighted-average all-in cost of the loans outstanding under the original Loan Facility Agreements and the newly issued senior secured notes is 3.72%.

**Guarantees.** In August 2014 and December 2019, Sempra Energy entered into agreements for the benefit of all of Cameron LNG JV's creditors under the original Loan Facility Agreements and the newly issued senior secured notes, respectively. Pursuant to these agreements, Sempra Energy has severally guaranteed 50.2% of Cameron LNG JV's obligations under the original Loan Facility Agreements and the newly issued senior secured notes, or a maximum amount of \$4.0 billion. Guarantees for the remaining 49.8% of Cameron LNG JV's senior secured financing have been provided by the other project owners. Sempra Energy's agreements and guarantees will terminate upon financial completion of the three-train Cameron LNG project, which is subject to satisfaction of certain conditions, including all three trains achieving commercial operations and meeting certain operational performance tests. We expect the project to achieve financial completion and the guarantees to be terminated approximately nine months after all three trains achieve commercial operation. Sempra Energy recorded a liability of \$82 million in October 2014 for the fair value of its obligations associated with the original Loan Facility Agreements, which constitute guarantees. This liability was fully amortized at December 31, 2019. Sempra Energy recorded a liability of \$3 million in December 2019 for the fair value of its obligations associated with Cameron LNG JV's newly issued senior secured notes, which also constitute guarantees. This liability will be reduced on a straight-line basis over the duration of the guarantees by increasing our investment in Cameron LNG JV.

In August 2014, Sempra Energy and the other project owners entered into a transfer restrictions agreement with Société Générale, as intercreditor agent for the lenders under the Loan Facility Agreements. Pursuant to the transfer restriction agreement, Sempra Energy agreed to certain restrictions on its ability to dispose of Sempra Energy's indirect fully diluted economic and beneficial ownership interests in Cameron LNG JV. These restrictions vary over time. Prior to financial completion of the three-train Cameron LNG project, Sempra Energy must retain 37.65% of such interest in Cameron LNG JV. Starting six months after financial completion of the three-train Cameron LNG project, Sempra Energy must retain at least 10% of the indirect fully diluted economic and beneficial ownership interest in Cameron LNG JV. In addition, at all times, a Sempra Energy controlled (but not necessarily wholly owned) subsidiary must directly own 50.2% of the membership interests of Cameron LNG JV.

**Events of Default.** Cameron LNG JV's Loan Facility Agreements and related finance documents contain events of default customary for such financings, including events of default for: failure to pay principal and interest on the due date; insolvency of Cameron LNG JV; abandonment of the project; expropriation; unenforceability or termination of the finance documents; and a failure to achieve financial completion of the project by a financial completion deadline date of September 30, 2021 (with up to an additional 365 days extension beyond such date permitted in cases of force majeure). A delay in construction that results in a failure to achieve financial completion of the project by this financial completion deadline date would therefore result in an event of default under Cameron LNG JV's financing and a potential demand on Sempra Energy's guarantees.

**Security.** To support Cameron LNG JV's obligations under its debt agreements, Cameron LNG JV has granted security over all of its assets, subject to customary exceptions, and all equity interests in Cameron LNG JV have been pledged to HSBC Bank USA, National Association, as security trustee for the benefit of all of Cameron LNG JV's creditors. As a result, an enforcement action by the lenders taken in accordance with the finance documents could result in the exercise of such security interests by the lenders and the loss of ownership interests in Cameron LNG JV by Sempra Energy and the other project partners.

The security trustee under Cameron LNG JV's financing can demand that a payment be made by Sempra Energy under its guarantees of Sempra Energy's 50.2% share of senior debt obligations due and payable either on the date such amounts were due from Cameron LNG JV (taking into account cure periods) in the event of a failure by Cameron LNG JV to pay such senior debt obligations when they become due or within 10 business days in the event of an acceleration of senior debt obligations under the terms of the finance documents. If an event of default occurs under the Sempra Energy completion agreement, the security trustee can demand that Sempra Energy purchase its 50.2% share of all then outstanding senior debt obligations within five business days (other than in the case of a bankruptcy default, which is automatic).

## RBS SEMPra COMMODITIES

F-71

RBS Sempra Commodities is a United Kingdom limited liability partnership formed by Sempra Energy and RBS in 2008 to own and operate the commodities-marketing businesses previously operated through wholly owned subsidiaries of Sempra Energy. We and RBS sold substantially all of the partnership's businesses and assets in four separate transactions completed in 2010 and 2011. Since 2011, our investment balance has reflected our share of the remaining partnership assets, including amounts retained by the partnership to help offset unanticipated future general and administrative costs necessary to complete the dissolution of the partnership and the distribution of the partnership's remaining assets, if any. We account for our investment in RBS Sempra Commodities under the equity method.

In September 2018, we fully impaired our remaining equity method investment in RBS Sempra Commodities by recording a charge of \$65 million in Equity Earnings on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations. We discuss matters related to RBS Sempra Commodities further in "Other Litigation" in Note 16.

## SUMMARIZED FINANCIAL INFORMATION

We present summarized financial information below, aggregated for all other equity method investments (excluding Oncor Holdings) for the periods in which we were invested in the entities. The amounts below represent the results of operations and aggregate financial position of 100% of each of Sempra Energy's other equity method investments.

### SUMMARIZED FINANCIAL INFORMATION - OTHER EQUITY METHOD INVESTMENTS

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2017 <sup>(3)</sup>
Gross revenues	\$ 798	\$ 706	\$ 833
Operating expense	(372)	(609)	(585)
Income from operations	426	97	248
Interest expense	(401)	(322)	(219)
Net income (loss)/Earnings (losses) <sup>(4)</sup>	85	(36)	108





At December 31,

	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>
Current assets	\$ 1,124	\$ 564
Noncurrent assets	15,039	14,558
Current liabilities	1,232	801
Noncurrent liabilities	11,438	9,966

<sup>(1)</sup> On April 22, 2019, Sempra Renewables sold its remaining wind assets and investments to AEP. As of April 22, 2019, these wind assets and investments are no longer equity method investments.

<sup>(2)</sup> On December 13, 2018, Sempra Renewables sold all its operating solar assets, including its solar equity method investments, and its 50% interest in the Broken Bow 2 wind power generation facility to a subsidiary of Con Ed. As of December 13, 2018, the solar equity method investments and Broken Bow 2 are no longer equity method investments.

<sup>(3)</sup> On November 15, 2017, IEnova completed the asset acquisition of PEMEX's 50% interest in DEN, increasing its ownership percentage to 100%. As of November 15, 2017, DEN is no longer an equity method investment.

<sup>(4)</sup> Except for our investments in Mexico, there was no income tax recorded by the entities, as they are primarily domestic partnerships.

## NOTE 7. DEBT AND CREDIT FACILITIES

### LINES OF CREDIT

#### *Primary U.S. Committed Lines of Credit*

At December 31, 2019, Sempra Energy Consolidated had an aggregate of \$6.7 billion in four primary U.S. committed lines of credit, which provide liquidity and support commercial paper.

F-72

#### PRIMARY U.S. COMMITTED LINES OF CREDIT

(Dollars in millions)

	At December 31, 2019		
	Total facility	Commercial paper outstanding <sup>(1)</sup>	Available unused credit
Sempra Energy <sup>(2)</sup>	\$ 1,250	\$ -	1,250
Sempra Global <sup>(3)</sup>	3,185	(1,624)	1,561
SDG&E <sup>(3)(4)</sup>	1,500	(80)	1,420
SoCalGas <sup>(3)(4)</sup>	750	(630)	120
Total	\$ 6,685	\$ (2,334)	\$ 4,351

<sup>(1)</sup> Because the commercial paper programs are supported by these lines, we reflect the amount of commercial paper outstanding as a reduction to the available unused credit.

<sup>(2)</sup> The facility also provides for issuance of \$200 million of letters of credit on behalf of Sempra Energy with the amount of borrowings otherwise available under the facility reduced by the amount of outstanding letters of credit. Subject to obtaining commitments from existing or new lenders and satisfaction of other specified conditions, Sempra Energy has the right to increase the letter of credit commitment up to \$500 million. No letters of credit were outstanding at December 31, 2019.

- (3) Commercial paper outstanding is before reductions of unamortized discount of \$3 million at Sempra Global and negligible amounts at SDG&E and SoCalGas.
- (4) The facility also provides for issuance of \$100 million of letters of credit on behalf of the borrowing utility with the amount of borrowings otherwise available under the facility reduced by the amount of outstanding letters of credit. Subject to obtaining commitments from existing or new lenders and satisfaction of other specified conditions, the borrowing utility has the right to increase the letter of credit commitment up to \$250 million. No letters of credit were outstanding at December 31, 2019.

The principal terms of the primary U.S. committed lines of credit in the table above include the following:

- Each is a 5-year syndicated revolving credit agreement expiring in May 2024.
- Citibank N.A. serves as administrative agent for the Sempra Energy and Sempra Global facilities and JPMorgan Chase Bank, N.A. serves as administrative agent for the SDG&E and SoCalGas facilities.
- Each facility has a syndicate of 23 lenders. No single lender has greater than a 6% share in any facility.
- Borrowings bear interest at benchmark rates plus a margin that varies with Sempra Energy's credit ratings in the case of the Sempra Energy and Sempra Global lines of credit, and with the borrowing utility's credit rating in the case of SDG&E's and SoCalGas' lines of credit.
- Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas each must maintain a ratio of indebtedness to total capitalization (as defined in each of the applicable credit facilities) of no more than 65% at the end of each quarter. At December 31, 2019, each entity was in compliance with this ratio and all other financial covenants under its respective credit facility.
- Sempra Energy guarantees Sempra Global's obligations under its credit facility.

### ***Foreign Committed Lines of Credit***

Our foreign operations in Mexico have additional general-purpose credit facilities aggregating \$1.9 billion at December 31, 2019. The principal terms of these credit facilities are described below.

#### **FOREIGN COMMITTED LINES OF CREDIT**

(U.S. dollar equivalent in millions)

Expiration date of facility	December 31, 2019		
	Total facility	Amounts outstanding	Available unused credit
February 2024 <sup>(1)</sup>	\$ 1,500	\$ (894)	\$ 606
April 2022 <sup>(2)</sup>	100	-	100
September 2021 <sup>(3)</sup>	280	(280)	-
Total	\$ 1,880	\$ (1,174)	\$ 706

<sup>(1)</sup> Five-year revolving credit facility with a syndicate of 10 lenders.

<sup>(2)</sup> Three-year revolving credit facility with Scotiabank Inverlat, S.A. Withdrawals may be made for up to one year from April 11, 2019 in either U.S. dollars or Mexican pesos.

<sup>(3)</sup> Two-year revolving credit facility with The Bank of Nova Scotia. Withdrawals may be made for up to two years from September 23, 2019 in U.S. dollars.

### ***Letters of Credit***

Outside of our domestic and foreign committed credit facilities, we have bilateral unsecured standby letter of credit capacity

with select lenders that is uncommitted and supported by reimbursement agreements. At December 31, 2019, we had approximately \$647 million in standby letters of credit outstanding under these agreements.

## WEIGHTED-AVERAGE INTEREST RATES

The weighted-average interest rates on the total short-term debt at December 31, 2019 and 2018 were as follows:

	December 31,	
	2019	2018
Sempra Energy Consolidated	2.31%	2.99%
SDG&E	1.97	2.97
SoCalGas	1.86	2.58

F-74

## LONG-TERM DEBT

The following tables show the detail and maturities of long-term debt outstanding:

LONG-TERM DEBT AND FINANCE LEASES		December 31,	
(Dollars in millions)		2019	2018
<b>SDG&amp;E:</b>			
First mortgage bonds (collateralized by plant assets):			
3% August 15, 2021	\$	350	\$ 350
1.914% payable 2015 through February 2022		89	125
3.6% September 1, 2023		450	450
2.5% May 15, 2026		500	500
6% June 1, 2026		250	250
5.875% January and February 2034 <sup>(1)</sup>		176	176
5.35% May 15, 2035		250	250
6.125% September 15, 2037		250	250
4% May 1, 2039 <sup>(1)</sup>		75	75
6% June 1, 2039		300	300
5.35% May 15, 2040		250	250
4.5% August 15, 2040		500	500
3.95% November 15, 2041		250	250

**COPY SIMPLE**

4.3% April 1, 2042	250	250
3.75% June 1, 2047	400	400
4.15% May 15, 2048	400	400
4.1% June 15, 2049	400	-
	5,140	4,776
<b>Other long-term debt:</b>		
OMECE LLC variable-rate loan (4.7896% at December 31, 2018 except for \$142 at 5.2925% after floating-to-fixed rate swaps through April 1, 2019), payable 2019 through 2024 (collateralized by OMECE plant assets)	-	220
<b>Finance lease obligations:</b>		
Purchased-power contracts	1,255	1,270
Other	15	2
	1,270	1,492
	6,410	6,268
Current portion of long-term debt	(56)	(81)
Unamortized discount on long-term debt	(12)	(12)
Unamortized debt issuance costs	(36)	(37)
Total SDG&E	6,306	6,138
<b>SoCalGas:</b>		
<b>First mortgage bonds (collateralized by plant assets):</b>		
3.15% September 15, 2024	500	500
3.2% June 15, 2025	350	350
2.6% June 15, 2026	500	500
5.75% November 15, 2035	250	250
5.125% November 15, 2040	300	300
3.75% September 15, 2042	350	350
4.45% March 15, 2044	250	250
4.125% June 1, 2048	400	400
4.3% January 15, 2049	550	550
3.95% February 15, 2050	350	-
	3,800	3,450
<b>Other long-term debt (uncollateralized):</b>		
1.875% Notes May 14, 2026 <sup>(1)</sup>	4	4
5.67% Notes January 18, 2028	5	5
<b>Finance lease obligations</b>		
	19	3
	28	12
	3,828	3,462
Current portion of long-term debt	(6)	(3)
Unamortized discount on long-term debt	(7)	(6)
Unamortized debt issuance costs	(27)	(26)
Total SoCalGas	3,788	3,427




**LONG-TERM DEBT AND FINANCE LEASES (CONTINUED)**
*(Dollars in millions)*

	December 31,	
	2019	2018
<b>Sempra Energy:</b>		
Other long-term debt (uncollateralized):		
9.8% Notes February 15, 2019	-	500
Notes at variable rates (2.69% at December 31, 2018) July 15, 2019	-	500
1.625% Notes October 7, 2019	-	500
2.4% Notes February 1, 2020	500	500
2.4% Notes March 15, 2020	500	500
2.85% Notes November 15, 2020	400	400
Notes at variable rates (2.50% at December 31, 2019) January 15, 2021 <sup>(1)</sup>	700	700
Notes at variable rates (3.069% after floating-to-fixed rate swaps effective 2019) March 15, 2021	850	850
2.875% Notes October 1, 2022	500	500
2.9% Notes February 1, 2023	500	500
4.05% Notes December 1, 2023	500	500
3.55% Notes June 15, 2024	500	500
3.75% Notes November 15, 2025	350	350
3.25% Notes June 15, 2027	750	750
3.4% Notes February 1, 2028	1,000	1,000
3.8% Notes February 1, 2038	1,000	1,000
6% Notes October 15, 2039	750	750
4% Notes February 1, 2048	800	800
5.75% Junior Subordinated Notes July 1, 2079 <sup>(1)</sup>	758	-
Build-to-suit arrangement <sup>(2)</sup>	-	138
<b>Sempra Mexico</b>		
Other long-term debt (uncollateralized unless otherwise noted):		
6.3% Notes February 2, 2023 (4.124% after cross-currency swap effective 2013)	207	198
Notes at variable rates (4.88% after floating-to-fixed rate swaps effective 2014), payable 2016 through December 2026, collateralized by plant assets	237	275
3.75% Notes January 14, 2028	300	300
Bank loans including \$241 at a weighted-average fixed rate of 6.87%, \$147 at variable rates (weighted-average rate of 6.54% after floating-to-fixed rate swaps effective 2014) and \$35 at variable rates (5.12% at December 31, 2019), payable 2016 through March 2032, collateralized by plant assets	423	447
4.875% Notes January 14, 2048	540	540
Loan at variable rates (5.75% at December 31, 2019) July 31, 2028 <sup>(1)</sup>	11	4
Loan at variable rates (4.0275% after floating-to-fixed rate swap effective 2019) payable 2022 through November 2034 <sup>(1)</sup>	200	-

**Sempra LNG**

**COPIA SIMPLE**

Other long-term debt (uncollateralized):

Notes at 2.87% to 3.51% October 1, 2026 <sup>(1)</sup>	22	21
	12,298	13,023
Current portion of long-term debt	(1,464)	(1,560)
Unamortized discount on long-term debt	(35)	(38)
Unamortized debt issuance costs	(108)	(87)
Total other Sempra Energy	10,691	11,338
<b>Total Sempra Energy Consolidated</b>	<b>\$ 20,785</b>	<b>\$ 20,903</b>

<sup>(1)</sup> Callable long-term debt not subject to make-whole provisions.

<sup>(2)</sup> This arrangement is now accounted for as an operating lease liability upon adoption of the lease standard on January 1, 2019. See Note 2.

**MATURITIES OF LONG-TERM DEBT<sup>(1)</sup>**

(Dollars in millions)

	SDG&E	SoCalGas	Other Sempra Energy	Total Sempra Energy Consolidated
2020	\$ 36	\$ -	\$ 1,465	\$ 1,501
2021	386	-	1,619	2,005
2022	18	-	576	594
2023	450	-	1,285	1,735
2024	-	500	545	1,045
Thereafter	4,250	3,309	6,808	14,367
<b>Total</b>	<b>\$ 5,140</b>	<b>\$ 3,809</b>	<b>\$ 12,298</b>	<b>\$ 21,247</b>

<sup>(1)</sup> Excludes finance lease obligations, discounts, and debt issuance costs.

F-76

Various long-term obligations totaling \$11.6 billion at Sempra Energy Consolidated at December 31, 2019 are unsecured. This includes unsecured long-term obligations totaling \$9 million at SoCalGas. There were no unsecured long-term obligations at SDG&E.

**Callable Long-Term Debt**

At the option of Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas, certain debt at December 31, 2019 is callable subject to premiums:

**CALLABLE LONG-TERM DEBT**

(Dollars in millions)

	SDG&E	SoCalGas	Other Sempra Energy	Total Sempra Energy Consolidated
Not subject to make-whole provisions	\$ 251	\$ 4	\$ 1,691	\$ 1,946

### ***First Mortgage Bonds***

The California Utilities issue first mortgage bonds secured by a lien on utility plant assets. The California Utilities may issue additional first mortgage bonds if in compliance with the provisions of their bond agreements (indentures). These indentures require, among other things, the satisfaction of pro forma earnings-coverage tests on first mortgage bond interest and the availability of sufficient mortgaged property to support the additional bonds, after giving effect to prior bond redemptions. The most restrictive of these tests (the property test) would permit the issuance, subject to CPUC authorization, of additional first mortgage bonds of \$6.4 billion at SDG&E and \$1.3 billion at SoCalGas at December 31, 2019.

#### ***SDG&E***

In May 2019, SDG&E issued \$400 million of 4.1% first mortgage bonds maturing in 2049. We received proceeds of \$396 million (net of debt discount, underwriting discounts and debt issuance costs of \$4 million). SDG&E used the proceeds from the offering to repay outstanding commercial paper and for other general corporate purposes. As we discuss in “Variable Interest Entities” in Note 1, on August 23, 2019, SDG&E deconsolidated Otay Mesa VIE. Prior to deconsolidation, on August 14, 2019, OMEC LLC paid in full the \$211 million outstanding balance on its variable-rate loan that was scheduled to mature in August 2024.

#### ***SoCalGas***

In June 2019, SoCalGas issued \$350 million of 3.95% first mortgage bonds maturing in 2050. We received proceeds of \$345 million (net of debt discount, underwriting discounts and debt issuance costs of \$5 million). SoCalGas used the proceeds from the offering to repay outstanding commercial paper and for other general corporate purposes. In January 2020, SoCalGas issued \$650 million of 2.55% first mortgage bonds maturing in 2030. We received proceeds of \$643 million (net of debt discount, underwriting discounts and debt issuance costs of \$7 million). SoCalGas used the proceeds from the offering to repay outstanding commercial paper and for other general corporate purposes.

### ***Other Long-Term Debt***

#### ***Sempra Energy***

In June 2019, we issued \$758 million of 5.75%, junior subordinated notes maturing in 2079, with a par value of \$25 per note. We received proceeds of \$733 million (net of underwriting discounts and debt issuance costs of \$25 million). We used the proceeds from the offering to repay outstanding commercial paper and for other general corporate purposes. We may redeem some or all of the notes before their maturity, as follows:

- on or after October 1, 2024, at a redemption price equal to 100% of the principal amount, plus accrued and unpaid interest;
- before October 1, 2024, if the U.S. federal tax law or regulations are amended or certain other events occur such that there is more than insubstantial risk that interest payable on the notes would no longer be deductible for federal income tax purposes, at a redemption price equal to 100% of the principal amount, plus accrued and unpaid interest; or

- before October 1, 2024, if a credit rating agency publicly changes certain equity credit methodology for securities such as these notes that results in a shortening of the length of time for equity credit initially assigned or lowers the equity credit initially assigned, at a redemption price equal to 102% of the principal amount, plus accrued and unpaid interest.

F-77

The notes are unsecured obligations and rank junior and subordinate in right of payment to our existing and future senior indebtedness. The notes will rank equally in right of payment with any future unsecured indebtedness that we may incur if the terms of such indebtedness provide that it ranks equally with the notes in right of payment. The notes are effectively subordinated in right of payment to any secured indebtedness that we have or may incur and to all indebtedness and other liabilities of our subsidiaries.

#### *Sempra Mexico*

In November 2019, IEnova entered into a loan agreement with International Finance Corporation and North American Development Bank and, in December 2019, received proceeds of \$190 million (net of debt issuance costs of \$10 million) to fund the construction of certain solar generation projects in Mexico. The 15-year loan bears interest based on 6-month LIBOR plus 2.25% and matures in 2034. In November 2019, IEnova entered into a floating-to-fixed interest rate swap to hedge interest payments on the \$200 million variable rate loan, resulting in an all-in fixed rate of 4.03%.

## NOTE 8. INCOME TAXES

We provide our calculations of ETRs in the following table.

### INCOME TAX EXPENSE (BENEFIT) AND EFFECTIVE INCOME TAX RATES

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Income tax expense (benefit) from continuing operations	\$ 315	\$ (49)	\$ 938
Income from continuing operations before income taxes and equity earnings	\$ 1,734	\$ 714	\$ 1,248
Equity earnings (losses), before income tax <sup>(1)</sup>	30	(236)	34
Pretax income	\$ 1,764	\$ 478	\$ 1,282
Effective income tax rate	18%	(10)%	73%
<b>SDG&amp;E:</b>			
Income tax expense	\$ 171	\$ 173	\$ 155
Income before income taxes	\$ 945	\$ 849	\$ 576
Effective income tax rate	18%	20%	27%
<b>SoCalGas:</b>			
Income tax expense	\$ 120	\$ 92	\$ 160
Income before income taxes	\$ 762	\$ 493	\$ 557



Effective income tax rate 16% 19% 29%

(1) We discuss how we recognize equity earnings in Note 6.

For SDG&E and SoCalGas, the CPUC requires flow-through rate-making treatment for the current income tax benefit or expense arising from certain property-related and other temporary differences between the treatment for financial reporting and income tax, which will reverse over time. Under the regulatory accounting treatment required for these flow-through temporary differences, deferred income tax assets and liabilities are not recorded to deferred income tax expense, but rather to a regulatory asset or liability, which impacts the ETR. As a result, changes in the relative size of these items compared to pretax income, from period to period, can cause variations in the ETR. The following items are subject to flow-through treatment:

- repairs expenditures related to a certain portion of utility plant fixed assets
- the equity portion of AFUDC, which is non-taxable
- a portion of the cost of removal of utility plant assets
- utility self-developed software expenditures
- depreciation on a certain portion of utility plant assets
- state income taxes

The AFUDC related to equity recorded for regulated construction projects at Sempra Mexico has similar flow-through treatment.

F-78

We record income tax (expense) benefit from the transactional effects of foreign currency and inflation. Such effects are partially mitigated by net gains (losses) from foreign currency derivatives that are hedging Sempra Mexico parent's exposure to movements in the Mexican peso from its controlling interest in IEnova.

F-79

We present in the table below reconciliations of net U.S. statutory federal income tax rates to our ETRs.

**RECONCILIATION OF FEDERAL INCOME TAX RATES TO EFFECTIVE INCOME TAX RATES**

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
U.S. federal statutory income tax rate	21%	21%	35%
Foreign exchange and inflation effects <sup>(1)</sup>	4	6	4
Non-U.S. earnings taxed at rates different from the U.S. statutory income tax rate <sup>(2)</sup>	3	10	(2)
Utility depreciation	3	12	7
State income taxes, net of federal income tax benefit	2	(8)	1
Effects of the TCJA	-	9	48

Compensation-related items	-	3	-
Unrecognized income tax benefits	-	4	-
Noncontrolling interests in tax equity arrangements	-	3	1
Resolution of prior years' income tax items	-	(1)	(3)
Impairment losses at Semptra LNG	-	(32)	-
Allowance for equity funds used during construction	(1)	(4)	(4)
Amortization of excess deferred income taxes	(1)	(4)	-
Tax credits	(2)	(10)	(4)
Utility self-developed software expenditures	(2)	(7)	(5)
Utility repairs expenditures	(3)	(13)	(7)
Excess deferred income taxes outside of ratemaking	(4)	-	-
Other, net	(2)	1	2
Effective income tax rate	18%	(10)%	73%

**SDG&E:**

U.S. federal statutory income tax rate	21%	21%	35%
State income taxes, net of federal income tax benefit	6	5	3
Depreciation	3	3	7
Effects of the TCJA	-	-	5
Resolution of prior years' income tax items	-	-	(4)
Allowance for equity funds used during construction	(1)	(2)	(4)
Amortization of excess deferred income taxes	(1)	(1)	-
Repairs expenditures	(3)	(3)	(8)
Self-developed software expenditures	(3)	(2)	(6)
Excess deferred income taxes outside of ratemaking	(3)	-	-
Other, net	(1)	(1)	(1)
Effective income tax rate	18%	20%	27%

**SoCalGas:**

U.S. federal statutory income tax rate	21%	21%	35%
Depreciation	4	7	9
State income taxes, net of federal income tax benefit	4	2	3
Unrecognized income tax benefits	-	4	-
Compensation-related items	-	1	-
Resolution of prior years' income tax items	-	(1)	(2)
Allowance for equity funds used during construction	(1)	(2)	(3)
Amortization of excess deferred income taxes	(1)	(2)	-
Self-developed software expenditures	(2)	(3)	(5)
Repairs expenditures	(4)	(7)	(8)
Excess deferred income taxes outside of ratemaking	(5)	-	-
Other, net	-	(1)	-
Effective income tax rate	16%	19%	29%

- (1) Due to fluctuation of the Mexican peso against the U.S. dollar. We record income tax expense (benefit) from the transactional effects of foreign currency and inflation because of appreciation (depreciation) of the Mexican peso. We also recognize gains (losses) in Other Income, Net, on the Consolidated Statements of Operations from foreign currency derivatives that are partially hedging Semptra Mexico parent's exposure to movements in the Mexican peso from its controlling interest in IEnova.

- (2) Related to operations in Mexico.



In December 2017, the TCJA was signed into law. This legislation significantly changed the IRC. The TCJA reduced the U.S. statutory corporate income tax rate from 35% to 21%, effective January 1, 2018. Deferred income tax assets and liabilities, including NOLs, were remeasured at the income tax rate expected to apply when those temporary differences reverse. The effects of the change to the income tax rate were recognized in the period when the change was enacted. This remeasurement resulted in significant reductions in deferred income tax balances at Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas in 2017.

The remeasurement of deferred income tax balances at SDG&E and SoCalGas resulted in excess deferred income taxes that previously have been collected from ratepayers at the higher rate. As we discuss in Note 4, these excess deferred income taxes have been recorded as regulatory liabilities and will generally be refunded to ratepayers in accordance with the IRC's normalization provisions and as determined by the CPUC and the FERC. In a January 2019 decision, the CPUC directed certain excess deferred income tax balances generated by activities outside of ratemaking be allocated to shareholders rather than ratepayers. As a result, SDG&E and SoCalGas recorded income tax benefits of \$31 million and \$38 million, respectively, from the release of a portion of the regulatory liability established in connection with 2017 tax reform for excess deferred income tax balances.

The TCJA imposed a one-time tax for deemed repatriation of cumulative undistributed earnings of non-U.S. subsidiaries. In addition to the deemed repatriation tax, we accrued U.S. state and non-U.S. withholding tax on our expected future repatriation of foreign undistributed earnings.

We recorded the effects of the TCJA in 2017 using our best estimates and the information available to us through the date those financial statements were issued. In 2018, we adjusted our 2017 provisional estimates and completed our accounting for the income tax effects of the TCJA.

The table below summarizes the effects of the TCJA in 2018 and 2017:

#### EFFECTS OF THE TAX CUTS AND JOBS ACT OF 2017

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated	SDG&E	SoCalGas
<b>2018:</b>			
Consolidated Balance Sheets:			
Increase (decrease) in net deferred income tax liabilities due to remeasurement	\$ 16	\$ (38)	\$ 5
Increase (decrease) in net regulatory liabilities from remeasurement of deferred income tax assets and liabilities	\$ 33	\$ 38	\$ (5)
Consolidated Statements of Operations:			
Income tax expense related to remeasurement of deferred income tax assets and liabilities	\$ 49	\$ -	\$ -
Income tax benefit related to deemed repatriation	(8)	-	-
Total increase in income tax expense	\$ 41	\$ -	\$ -

#### 2017:

Consolidated Balance Sheets:

Decrease in net deferred income tax liabilities due to remeasurement	\$	(2,220)	\$	(1,400)	\$	(972)
Increase in net regulatory liabilities from remeasurement of deferred income tax assets and liabilities	\$	2,402	\$	1,428	\$	974
<b>Consolidated Statements of Operations:</b>						
Income tax expense related to remeasurement of deferred income tax assets and liabilities	\$	182	\$	28	\$	2
Income tax expense related to deemed repatriation		328		-		-
U.S. state and non-U.S. withholding tax expense related to expected future repatriation of foreign earnings		109		-		-
Total increase in income tax expense	\$	619	\$	28	\$	2

In January 2019, our board of directors approved a plan to sell our South American businesses, as we discuss in Note 5. Prior to this decision, our repatriation estimate excluded post-2017 earnings and other basis differences related to our South American businesses. Because of our decision to sell our South American businesses, we no longer assert indefinite reinvestment of these basis differences and have recorded the following in discontinued operations in the year ended December 31, 2019:

F-81

- \$89 million income tax benefit primarily related to outside basis differences existing as of the January 25, 2019 approval of our plan to sell our South American businesses; and
- \$51 million income tax expense related to the increase in outside basis differences from 2019 earnings since January 25, 2019.

We expect to repatriate approximately \$4 billion of foreign undistributed earnings in the foreseeable future, and have accrued \$157 million of U.S. state deferred income tax liability for repatriations that we expect will begin in 2020 as cash is generated. In 2019 and 2018, we repatriated approximately \$254 million and \$338 million, respectively, to the U.S.

We have not recorded deferred income taxes with respect to remaining basis differences of approximately \$600 million between financial statement and income tax investment amounts in our non-U.S. subsidiaries because we consider them to be indefinitely reinvested as of December 31, 2019. The remaining basis differences are calculated pursuant to U.S. federal tax law, which may differ from tax law in California and foreign jurisdictions. It is currently not practicable to determine the hypothetical amount of tax that might be payable if the underlying basis differences were realized.

The table below presents the geographic components of pretax income.

**PRETAX INCOME - SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>By geographic components:</b>			
U.S.	\$ 1,191	\$ (102)	\$ 878
Non-U.S.	573	580	404



**COPIA SIMPLE**

Total<sup>(1)</sup> \$ 1,764 \$ 478 \$ 1,282

<sup>(1)</sup> See "Income Tax Expense (Benefit) and Effective Income Tax Rates" table above for calculation of pretax income.

U.S. pretax income was lower in 2018 compared to 2019 and 2017 due to the 2018 impairment of certain assets at Sempra LNG and Sempra Renewables (discussed in Notes 5 and 12), offset by the 2018 gain on the sale of assets at Sempra Renewables (discussed in Note 5) and the 2017 write-off of SDG&E's wildfire regulatory asset (discussed in Note 16).

F-82

The components of income tax expense are as follows.

**INCOME TAX EXPENSE (BENEFIT)**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Current:			
U.S. federal	\$ -	\$ (1)	\$ 4
U.S. state	(14)	67	-
Non-U.S.	140	127	45
Total	126	193	49
Deferred:			
U.S. federal	87	(121)	566
U.S. state	21	(183)	154
Non-U.S.	84	66	169
Total	192	(238)	889
Deferred investment tax credits	(3)	(4)	-
Total income tax expense (benefit)	\$ 315	\$ (49)	\$ 938
<b>SDG&amp;E:</b>			
Current:			
U.S. federal	\$ 35	\$ 104	\$ 100
U.S. state	31	30	65
Total	66	134	165
Deferred:			
U.S. federal	75	17	29
U.S. state	32	24	(41)
Total	107	41	(12)
Deferred investment tax credits	(2)	(2)	2
Total income tax expense	\$ 171	\$ 173	\$ 155

**SoCalGas:**

Current:

**COPY SIMPLE**

U.S. federal	\$	8	\$	4	\$	-
U.S. state		24		10		23
Total		32		14		23
Deferred:						
U.S. federal		79		78		144
U.S. state		10		2		(5)
Total		89		80		139
Deferred investment tax credits		(1)		(2)		(2)
Total income tax expense	\$	120	\$	92	\$	160

F-83

The tables below present the components of deferred income taxes:

**DEFERRED INCOME TAXES - SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED**

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2019	2018
Deferred income tax liabilities:		
Differences in financial and tax bases of fixed assets, investments and other assets <sup>(1)</sup>	\$ 4,052	\$ 3,517
U.S. state and non-U.S. withholding tax on repatriation of foreign earnings	153	382
Regulatory balancing accounts	468	359
Right-of-use assets - operating leases	131	-
Property taxes	44	41
Other deferred income tax liabilities	93	133
Total deferred income tax liabilities	4,941	4,432
Deferred income tax assets:		
Tax credits	1,136	1,114
Net operating losses	911	723
Postretirement benefits	200	261
Compensation-related items	161	170
Operating lease liabilities	131	-
Other deferred income tax assets	72	82
Accrued expenses not yet deductible	52	66
Deferred income tax assets before valuation allowances	2,663	2,416
Less: valuation allowances	144	164
Total deferred income tax assets	2,519	2,252
Net deferred income tax liability <sup>(2)</sup>	\$ 2,422	\$ 2,180



- (1) In addition to the financial over tax basis differences in fixed assets, the amount also includes financial over tax basis differences in various interests in partnerships and certain subsidiaries.
- (2) At December 31, 2019 and 2018, includes \$155 million and \$141 million, respectively, recorded as a noncurrent asset and \$2,577 million and \$2,321 million, respectively, recorded as a noncurrent liability on the Consolidated Balance Sheets.

## DEFERRED INCOME TAXES - SDG&E AND SOCALGAS

(Dollars in millions)

	SDG&E		SoCalGas	
	December 31,		December 31,	
	2019	2018	2019	2018
Deferred income tax liabilities:				
Differences in financial and tax bases of utility plant and other assets	\$ 1,735	\$ 1,578	\$ 1,246	\$ 1,077
Regulatory balancing accounts	141	84	327	283
Right-of-use assets - operating leases	32	-	22	-
Property taxes	30	29	14	13
Other	14	10	1	2
Total deferred income tax liabilities	1,952	1,701	1,610	1,375
Deferred income tax assets:				
Tax credits	6	6	3	3
Postretirement benefits	37	58	120	140
Compensation-related items	6	5	25	25
Operating lease liabilities	32	-	22	-
State income taxes	7	6	8	3
Accrued expenses not yet deductible	9	4	15	13
Other	7	6	14	14
Total deferred income tax assets	104	85	207	198
Net deferred income tax liability	\$ 1,848	\$ 1,616	\$ 1,403	\$ 1,177

F-84

The following table summarizes our unused NOLs and tax credit carryforwards.

## NET OPERATING LOSSES AND TAX CREDIT CARRYFORWARDS

(Dollars in millions)

	Unused amount at December 31, 2019	Year expiration begins
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
U.S. federal:		
NOLs <sup>(1)</sup>	\$ 3,475	2031
General business tax credits <sup>(1)</sup>	433	2032
Foreign tax credits <sup>(2)</sup>	624	2024
U.S. state <sup>(2)</sup> :		

NOLs	3,025	2020
General business tax credits	90	2020
Non-U.S.(2) - NOLs	115	2020
(1) We have recorded deferred income tax benefits on these NOLs and tax credits, in total, because we currently believe they will be realized on a more-likely-than-not-basis.		
(2) We have not recorded deferred income tax benefits on a portion of these NOLs and tax credits because we currently believe they will not be realized on a more-likely-than-not-basis, as discussed below.		

A valuation allowance is recorded when, based on more-likely-than-not criteria, negative evidence outweighs positive evidence with regard to our ability to realize a deferred income tax asset in the future. Of the valuation allowances recorded to date, the negative evidence outweighs the positive evidence primarily due to cumulative pretax losses in various U.S. state and non-U.S. jurisdictions resulting in deferred income tax assets that we currently do not believe will be realized on a more-likely-than-not basis. The following table provides the valuation allowances that we recorded against a portion of our total deferred income tax assets shown above in the "Deferred Income Taxes - Sempra Energy Consolidated" table.

#### VALUATION ALLOWANCES

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
U.S. federal	\$ 90	\$ 109
U.S. state	33	35
Non-U.S.	21	20
	<b>\$ 144</b>	<b>\$ 164</b>

F-85

Following is a reconciliation of the changes in unrecognized income tax benefits and the potential effect on our ETR for the years ended December 31:

#### RECONCILIATION OF UNRECOGNIZED INCOME TAX BENEFITS

(Dollars in millions)

	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Balance at January 1	\$ 119	\$ 89	\$ 90
Increase in prior period tax positions	5	7	22
Decrease in prior period tax positions	-	(1)	(15)
Increase in current period tax positions	2	24	4
Settlements with taxing authorities	(32)	-	(12)
Expiration of statutes of limitations	(1)	-	-
Balance at December 31	<b>\$ 93</b>	<b>\$ 119</b>	<b>\$ 89</b>



Of December 31 balance, amounts related to tax positions that if recognized

in future years would

decrease the effective tax rate <sup>(1)</sup>	\$	(81)	\$	(107)	\$	(77)
increase the effective tax rate <sup>(1)</sup>		27		24		20

**SDG&E:**

Balance at January 1	\$	11	\$	10	\$	22
Increase in prior period tax positions		1		1		9
Decrease in prior period tax positions		-		-		(11)
Settlements with taxing authorities		-		-		(10)
Balance at December 31	\$	12	\$	11	\$	10

Of December 31 balance, amounts related to tax positions that if recognized

in future years would

decrease the effective tax rate <sup>(1)</sup>	\$	(9)	\$	(9)	\$	(7)
increase the effective tax rate <sup>(1)</sup>		1		1		1

**SoCalGas:**

Balance at January 1	\$	61	\$	35	\$	29
Increase in prior period tax positions		1		2		3
Increase in current period tax positions		2		24		4
Settlements with taxing authorities		-		-		(1)
Balance at December 31	\$	64	\$	61	\$	35

Of December 31 balance, amounts related to tax positions that if recognized

in future years would

decrease the effective tax rate <sup>(1)</sup>	\$	(55)	\$	(51)	\$	(26)
increase the effective tax rate <sup>(1)</sup>		26		23		20

<sup>(1)</sup> Includes temporary book and tax differences that are treated as flow-through for ratemaking purposes, as discussed above.

It is reasonably possible that within the next 12 months, unrecognized income tax benefits could decrease due to the following:

**POSSIBLE DECREASES IN UNRECOGNIZED INCOME TAX BENEFITS WITHIN 12 MONTHS**

(Dollars in millions)

	At December 31,					
	2019		2018		2017	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>						
Expiration of statutes of limitations on tax assessments	\$	-	\$	(1)	\$	-
Potential resolution of audit issues with various U.S. federal, state and local and non-U.S. taxing authorities		(8)		(40)		(8)
	\$	(8)	\$	(41)	\$	(8)
<b>SDG&amp;E:</b>						
Potential resolution of audit issues with various U.S. federal, state and local taxing authorities	\$	(6)	\$	(6)	\$	(6)

Potential resolution of audit issues with various U.S. federal, state and local

taxing authorities

\$ (2) \$ (2) \$ (2)

F-86

Amounts accrued for interest and penalties associated with unrecognized income tax benefits are included in Income Tax Expense on the Consolidated Statements of Operations. Sempra Energy Consolidated accrued \$1 million for interest expense and penalties at December 31, 2019 and 2018, respectively, on the Consolidated Balance Sheets, and recorded \$1 million of interest expense and penalties in 2018 and negligible amounts in each of 2019 and 2017 on the Consolidated Statements of Operations. SDG&E and SoCalGas each accrued negligible amounts for interest expense and penalties at December 31, 2019 and 2018 on the Consolidated Balance Sheets, and recorded negligible amounts of interest expense and penalties in each of 2019, 2018 and 2017 on the Consolidated Statements of Operations.

## INCOME TAX AUDITS

Sempra Energy is subject to U.S. federal income tax as well as income tax of multiple state and non-U.S. jurisdictions. We remain subject to examination for U.S. federal tax years after 2015. We are subject to examination by major state tax jurisdictions for tax years after 2010. Certain major non-U.S. income tax returns for tax years 2012 through the present are open to examination. We are also open to examination for non-U.S. income tax returns related to our prior interest in our commodities business, which we divested in 2010, for years 1999 through 2010. SDG&E and SoCalGas are subject to U.S. federal income tax and state income tax. They remain subject to examination for U.S. federal tax years after 2015 and state tax years after 2010.

In addition, Sempra Energy has filed a protest to contest proposed state audit adjustments for tax years 2009 and 2010. The pre-2011 tax years for our major state tax jurisdictions are closed to new issues; therefore, no additional tax may be assessed by the taxing authorities for these tax years.

## NOTE 9. EMPLOYEE BENEFIT PLANS

For our employee benefit plans, we:

- recognize an asset for a plan's overfunded status or a liability for a plan's underfunded status in the balance sheet;
- measure a plan's assets and its obligations that determine its funded status as of the end of the fiscal year; and
- recognize changes in the funded status of pension and PBOP plans in the year in which the changes occur.

Generally, those changes are reported in OCI and as a separate component of shareholders' equity.

The detailed information presented below covers the employee benefit plans of primarily Sempra Energy and its consolidated subsidiaries.

Sempra Energy has funded and unfunded noncontributory traditional defined benefit and cash balance plans, including separate plans for SDG&E and SoCalGas, which collectively cover all eligible employees, including members of the Sempra Energy board of directors who were participants in a predecessor plan on or before June 1,

1998. Pension benefits under the traditional defined benefit plans are based on service and final average earnings, while the cash balance plans provide benefits using a career average earnings methodology.

IEnova has an unfunded noncontributory defined benefit plan covering all employees that provides defined benefits to retirees based on date of hire, years of service and final average earnings.

Sempra Energy also has PBOP plans, including separate plans for SDG&E and SoCalGas, which collectively cover all domestic and certain foreign employees. The life insurance plans are both contributory and noncontributory, and the health care plans are contributory. Participants' contributions are adjusted annually. Other postretirement benefits include medical benefits for retirees' spouses.

Pension and other postretirement benefits costs and obligations are dependent on assumptions used in calculating such amounts. We review these assumptions on an annual basis and update them as appropriate. We consider current market conditions, including interest rates, in making these assumptions. We use a December 31 measurement date for all of our plans.

F-87

---

## **RABBI TRUST**

In support of its Supplemental Executive Retirement, Cash Balance Restoration and Deferred Compensation Plans, Sempra Energy maintains dedicated assets, including a Rabbi Trust and investments in life insurance contracts, which totaled \$488 million and \$416 million at December 31, 2019 and 2018, respectively.

## **PENSION AND OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS**

### ***Benefit Plan Amendments Affecting 2019 and 2018***

In 2019 and 2018, certain executive participants in a company nonqualified pension plan became eligible in this same plan for Supplemental Executive Retirement Plan benefits. This was treated as a plan amendment and increased the recorded pension liability by \$5 million and \$12 million at Sempra Energy and \$3 million and \$8 million at SDG&E in 2019 and 2018, respectively, and \$2 million at SoCalGas in 2019.

### ***Settlement Accounting for Lump Sum Payments***

When applicable, we record settlement charges for lump sum payments from our nonqualified pension plans that are in excess of the respective plan's service cost plus interest cost. Sempra Energy Consolidated recorded settlement charges of \$24 million in 2019, Sempra Energy Consolidated and SDG&E recorded settlement charges of \$12 million and \$4 million, respectively, in 2018, and Sempra Energy Consolidated recorded settlement charges of \$8 million in 2017.

### ***Sale of Qualified Pension Plan Annuity Contracts***

In March 2018, an insurance company purchased annuities for certain current annuitants in the SDG&E and SoCalGas qualified pension plans and assumed the obligation for payment of these annuities. At SDG&E in the first

quarter of 2018 and at SoCalGas in the second quarter of 2018, the liability transferred for these annuities, plus the total year-to-date lump-sum payments, exceeded the settlement threshold, which triggered settlement accounting. This resulted in a reduction of the recorded pension liability and pension plan assets of \$363 million at Sempra Energy Consolidated, including \$132 million at SDG&E and \$231 million at SoCalGas. This also resulted in settlement charges in net periodic benefit cost of \$54 million at Sempra Energy Consolidated, including \$22 million at SDG&E and \$32 million at SoCalGas. The settlement charges were recorded as regulatory assets on the Consolidated Balance Sheets.

### ***Acquisition***

In March 2018, Sempra Energy completed the Merger, as we discuss in Note 5, and assumed unfunded other postretirement employee benefits obligations for health care and life insurance benefits, resulting in an increase of \$21 million in the other postretirement benefit plan liability at Sempra Energy Consolidated.

In each of 2019 and 2018, we had \$27 million in AOCI representing an actuarial loss related to Oncor's pension plan.

### ***Special Termination Benefits Affecting 2018 and 2017***

In 2018, certain nonrepresented, and in 2017, certain represented, employees age 62 or older with 5 years of service or age 55 to 61 with 10 years of service that retired under the Voluntary Retirement Enhancement Program offered in these years received an additional postretirement health benefit in the form of a \$100,000 Health Reimbursement Account. We treated the benefit obligation attributable to the Health Reimbursement Account as a special termination benefit. This resulted in increases to the recorded liability for PBOP and net periodic benefit cost of \$5 million for Sempra Energy Consolidated, \$3 million for SDG&E and \$2 million for SoCalGas in 2018 and \$18 million for each of Sempra Energy Consolidated and SoCalGas in 2017.

The Voluntary Retirement Enhancement Program resulted in a higher than expected number of retirements in 2017. As a result, the total lump-sum benefits paid from the Sempra Energy nonqualified and SoCalGas qualified pension plans in 2017 exceeded the settlement threshold, which triggered settlement accounting. This resulted in a reduction of the recorded pension liability and pension plan assets of \$194 million at Sempra Energy Consolidated and \$175 million at SoCalGas. This also resulted in settlement charges in net periodic benefit cost of \$38 million at Sempra Energy Consolidated and \$30 million at SoCalGas. The settlement charges at SoCalGas were recorded as regulatory assets on the Consolidated Balance Sheets. A measurement date of December 31, 2017 was used for the respective settlement accounting triggered as the year-to-date lump-sum benefit payments first exceeded the settlement threshold in December.

### ***Benefit Obligations and Assets***

The following three tables provide a reconciliation of the changes in the plans' projected benefit obligations and the fair value of assets during 2019 and 2018, and a statement of the funded status at December 31, 2019 and 2018:

---

#### **PROJECTED BENEFIT OBLIGATION, FAIR VALUE OF ASSETS AND FUNDED STATUS**

---



**SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED**

(Dollars in millions)

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2019	2018	2019	2018
<b>CHANGE IN PROJECTED BENEFIT OBLIGATION</b>				
Net obligation at January 1	\$ 3,339	\$ 3,841	\$ 868	\$ 959
Service cost	110	124	17	21
Interest cost	139	140	36	36
Contributions from plan participants	-	-	21	23
Actuarial loss (gain)	445	(271)	45	(123)
Plan amendments	5	12	-	-
Benefit payments	(93)	(113)	(72)	(74)
Special termination benefits	-	-	-	5
Acquisition	-	-	-	21
Settlements	(177)	(394)	(2)	-
Net obligation at December 31	3,768	3,339	913	868
<b>CHANGE IN PLAN ASSETS</b>				
Fair value of plan assets at January 1	2,160	2,659	1,108	1,209
Actual return on plan assets	496	(180)	218	(56)
Employer contributions	276	188	8	6
Contributions from plan participants	-	-	21	23
Benefit payments	(93)	(113)	(72)	(74)
Settlements	(177)	(394)	(2)	-
Fair value of plan assets at December 31	2,662	2,160	1,281	1,108
Funded status at December 31	\$ (1,106)	\$ (1,179)	\$ 368	\$ 240
Net recorded (liability) asset at December 31	\$ (1,106)	\$ (1,179)	\$ 368	\$ 240

F-89

**PROJECTED BENEFIT OBLIGATION, FAIR VALUE OF ASSETS AND FUNDED STATUS**

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**

(Dollars in millions)

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2019	2018	2019	2018
<b>CHANGE IN PROJECTED BENEFIT OBLIGATION</b>				
Net obligation at January 1	\$ 814	\$ 971	\$ 170	\$ 185
Service cost	30	30	4	5
Interest cost	34	35	7	7
Contributions from plan participants	-	-	7	8
Actuarial loss (gain)	61	(63)	7	(17)

**COPIA SIMPLE**

Plan amendments	3	8	-	-
Benefit payments	(18)	(22)	(18)	(21)
Special termination benefits	-	-	-	3
Settlements	(39)	(145)	-	-
Transfer of liability from other plans	10	-	-	-
Net obligation at December 31	895	814	177	170
<b>CHANGE IN PLAN ASSETS</b>				
Fair value of plan assets at January 1	600	776	172	195
Actual return on plan assets	135	(56)	36	(12)
Employer contributions	52	47	-	2
Contributions from plan participants	-	-	7	8
Benefit payments	(18)	(22)	(18)	(21)
Settlements	(39)	(145)	-	-
Transfer of assets from other plans	9	-	-	-
Fair value of plan assets at December 31	739	600	197	172
Funded status at December 31	\$ (156)	\$ (214)	\$ 20	\$ 2
Net recorded (liability) asset at December 31	\$ (156)	\$ (214)	\$ 20	\$ 2

F-90

**PROJECTED BENEFIT OBLIGATION, FAIR VALUE OF ASSETS AND FUNDED STATUS**

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**

(Dollars in millions)

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2019	2018	2019	2018
<b>CHANGE IN PROJECTED BENEFIT OBLIGATION</b>				
Net obligation at January 1	\$ 2,148	\$ 2,486	\$ 646	\$ 737
Service cost	68	81	12	15
Interest cost	91	92	27	27
Contributions from plan participants	-	-	13	14
Actuarial loss (gain)	345	(215)	39	(100)
Plan amendments	2	-	-	-
Benefit payments	(59)	(65)	(49)	(49)
Special termination benefits	-	-	-	2
Settlements	(65)	(231)	-	-
Transfer of liability to other plans	(4)	-	-	-
Net obligation at December 31	2,526	2,148	688	646
<b>CHANGE IN PLAN ASSETS</b>				
Fair value of plan assets at January 1	1,385	1,694	916	993
Actual return on plan assets	320	(117)	178	(43)

Employer contributions	152	104	1	1
Contributions from plan participants	-	-	13	14
Benefit payments	(59)	(65)	(49)	(49)
Settlements	(65)	(231)	-	-
Transfer of assets from other plans	4	-	-	-
Fair value of plan assets at December 31	1,737	1,385	1,059	916
Funded status at December 31	\$ (789)	\$ (763)	\$ 371	\$ 270
Net recorded (liability) asset at December 31	\$ (789)	\$ (763)	\$ 371	\$ 270

Actuarial losses (gains) fluctuate based on changes in assumptions that we describe below in “Assumptions for Pension and Other Postretirement Benefit Plans” and updates to census data. In 2019, 2018 and 2017, the Society of Actuaries released updated mortality improvement projection scales, reflecting changes to projected observed longevity improvements in its mortality tables. We have incorporated these assumptions, adjusted for the Sempra Energy companies’ actual mortality experience, in our calculations for each of those years. Actuarial losses in pension plans at Sempra Energy Consolidated in 2019 were driven primarily by a decrease in discount rates and updated census data at Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas, a decrease in the lump-sum conversion rate at SDG&E and updated salary scale assumptions at SoCalGas. These actuarial losses were partially offset by actuarial gains at SDG&E and SoCalGas due to a decrease in the interest crediting rate for the cash balance plans. Actuarial losses in PBOP plans at Sempra Energy Consolidated in 2019 were driven primarily by a decrease in discount rates at SDG&E and SoCalGas. These actuarial losses were partially offset by actuarial gains at SoCalGas, due to a reduction in the 2020 expected health care costs.

### ***Net Assets and Liabilities***

The assets and liabilities of the pension and PBOP plans are affected by changing market conditions as well as when actual plan experience is different than assumed. Such events result in investment gains and losses, which we defer and recognize in pension and other postretirement benefit costs over a period of years. Our funded pension and PBOP plans use the asset smoothing method, except for those at SDG&E. This method develops an asset value that recognizes realized and unrealized investment gains and losses over a three-year period. This adjusted asset value, known as the market-related value of assets, is used in conjunction with an expected long-term rate of return to determine the expected return-on-assets component of net periodic benefit cost. SDG&E does not use the asset smoothing method, but rather recognizes realized and unrealized investment gains and losses during the current year.

The 10% corridor accounting method is used at Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas. Under the corridor accounting method, if as of the beginning of a year unrecognized net gain or loss exceeds 10% of the greater of the projected benefit obligation or the market-related value of plan assets, the excess is amortized over the average remaining service period of

active participants. The asset smoothing and 10% corridor accounting methods help mitigate volatility of net periodic benefit costs from year to year.

We recognize the overfunded or underfunded status of defined benefit pension and other postretirement plans as assets or liabilities, respectively; unrecognized changes in these assets and/or liabilities are normally recorded in AOCI on the balance sheet. The California Utilities record regulatory assets and liabilities that offset the funded pension and other postretirement plans' assets or liabilities, as these costs are expected to be recovered in future utility rates based on decisions by regulatory agencies.

The California Utilities record annual pension and other postretirement net periodic benefit costs equal to the contributions to their qualified plans as authorized by the CPUC. The annual contributions to the pension plans are the greater of:

- a minimum required funding amount as required by the IRS;
- the amount required to maintain an 85% Adjusted Funding Target Attainment Percentage as defined by the Pension Protection Act of 2006, as amended; or
- beginning January 1, 2019 and for the duration of the 2019 GRC cycle, a fixed amount equal to the estimated annual service cost as defined by U.S. GAAP plus one year of a 14-year amortization of the unfunded projected benefit obligation of the pension plan as of January 1, 2019, and limited to an annual amount that keeps the fair value of the pension plan assets from exceeding 110% of the pension benefit obligation of the plan.

The annual contributions to PBOP plans are equal to the lesser of the maximum tax deductible amount or the net periodic cost calculated in accordance with U.S. GAAP for pension and PBOP plans. Any differences between booked net periodic benefit cost and amounts contributed to the pension and other postretirement plans for the California Utilities are disclosed as regulatory adjustments in accordance with U.S. GAAP for rate-regulated entities.

The net (liability) asset is included in the following categories on the Consolidated Balance Sheets at December 31:

**PENSION AND OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT OBLIGATIONS, NET OF PLAN ASSETS**

*(Dollars in millions)*

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2019	2018	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Noncurrent assets	\$ -	\$ -	\$ 391	\$ 272
Current liabilities	(59)	(62)	(3)	(6)
Noncurrent liabilities	(1,047)	(1,117)	(20)	(26)
Net recorded (liability) asset	\$ (1,106)	\$ (1,179)	\$ 368	\$ 240
<b>SDG&amp;E:</b>				
Noncurrent assets	\$ -	\$ -	\$ 20	\$ 2
Current liabilities	(3)	(2)	-	-
Noncurrent liabilities	(153)	(212)	-	-
Net recorded (liability) asset	\$ (156)	\$ (214)	\$ 20	\$ 2
<b>SoCalGas:</b>				
Noncurrent assets	\$ -	\$ -	\$ 371	\$ 270
Current liabilities	(4)	(3)	-	-
Noncurrent liabilities	(785)	(760)	-	-
Net recorded (liability) asset	\$ (789)	\$ (763)	\$ 371	\$ 270



Amounts recorded in AOCI at December 31, net of income tax effects and amounts recorded as regulatory assets, are as follows:

**AMOUNTS IN ACCUMULATED OTHER COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)**

(Dollars in millions)

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2019	2018	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated<sup>(1)</sup>:</b>				
Net actuarial (loss) gain	\$ (113)	\$ (114)	\$ 10	\$ 8
Prior service cost	(14)	(12)	-	-
Total	\$ (127)	\$ (126)	\$ 10	\$ 8
<b>SDG&amp;E:</b>				
Net actuarial loss	\$ (9)	\$ (4)		
Prior service cost	(7)	(6)		
Total	\$ (16)	\$ (10)		
<b>SoCalGas:</b>				
Net actuarial loss	\$ (7)	\$ (6)		
Prior service cost	(3)	(2)		
Total	\$ (10)	\$ (8)		

<sup>(1)</sup> Includes discontinued operations.

Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas each have a funded pension plan. The following table shows the obligations of funded pension plans with benefit obligations in excess of plan assets at December 31:

**OBLIGATIONS OF FUNDED PENSION PLANS**

(Dollars in millions)

	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 3,578	\$ 3,130
Accumulated benefit obligation	3,229	2,894
Fair value of plan assets	2,662	2,160
<b>SDG&amp;E:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 861	\$ 788
Accumulated benefit obligation	818	762
Fair value of plan assets	739	600
<b>SoCalGas:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 2,505	\$ 2,123
Accumulated benefit obligation	2,208	1,919



Fair value of plan assets

1,737 1,385

We also have unfunded pension plans at Sempra Energy, SDG&E, SoCalGas and IEnova. The following table shows the obligations of unfunded pension plans at December 31:

#### OBLIGATIONS OF UNFUNDED PENSION PLANS

(Dollars in millions)

	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 190	\$ 209
Accumulated benefit obligation	158	186
<b>SDG&amp;E:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 34	\$ 26
Accumulated benefit obligation	27	19
<b>SoCalGas:</b>		
Projected benefit obligation	\$ 21	\$ 25
Accumulated benefit obligation	17	21

F-93

Sempra Energy, SDG&E and SoCalGas each have a funded other postretirement benefit plan. The following table shows the obligations of funded other postretirement benefit plans with accumulated postretirement benefit obligations in excess of plan assets at December 31:

#### OBLIGATIONS OF FUNDED OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS

(Dollars in millions)

	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Accumulated postretirement benefit obligation	\$ 32	\$ 30
Fair value of plan assets	25	20

We also have unfunded other postretirement benefit plans at Sempra Energy. The following table shows the obligations of unfunded other postretirement benefit plans at December 31:

#### OBLIGATIONS OF UNFUNDED OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS

(Dollars in millions)

	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>		
Accumulated postretirement benefit obligation	\$ 16	\$ 22

#### Net Periodic Benefit Cost

The following tables provide the components of net periodic benefit cost and pretax amounts recognized in OCI for the years ended December 31:

#### NET PERIODIC BENEFIT COST AND AMOUNTS RECOGNIZED IN OCI

**COPY SIMPLE**

**SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED**

(Dollars in millions)

	Pension benefits			Other postretirement benefits		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<b>NET PERIODIC BENEFIT COST</b>						
Service cost	\$ 110	\$ 124	\$ 117	\$ 17	\$ 21	\$ 21
Interest cost	139	140	150	36	36	39
Expected return on assets	(144)	(157)	(161)	(71)	(70)	(66)
Amortization of:						
Prior service cost	12	11	11	-	1	1
Actuarial loss (gain)	36	22	35	(10)	(6)	(4)
Settlement charges	28	66	38	-	-	-
Special termination benefits	-	-	-	-	5	18
Net periodic benefit cost	181	206	190	(28)	(13)	9
Regulatory adjustment	77	(30)	(42)	29	17	-
Total expense recognized	258	176	148	1	4	9
<b>CHANGES IN PLAN ASSETS AND BENEFIT OBLIGATIONS RECOGNIZED IN OCI <sup>(1)</sup></b>						
Net loss (gain)	17	56	-	(3)	(4)	(2)
Prior service cost	5	12	1	-	-	-
Amortization of actuarial loss	(13)	(12)	(10)	-	-	-
Amortization of prior service cost	(3)	(2)	(1)	-	-	-
Settlements	(28)	(12)	(8)	-	-	-
Total recognized in OCI	(22)	42	(18)	(3)	(4)	(2)
Total recognized in net periodic benefit cost and OCI	\$ 236	\$ 218	\$ 130	\$ (2)	\$ -	\$ 7

<sup>(1)</sup> Includes discontinued operations.

F-94

**NET PERIODIC BENEFIT COST AND AMOUNTS RECOGNIZED IN OCI**

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**

(Dollars in millions)

	Pension benefits			Other postretirement benefits		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<b>NET PERIODIC BENEFIT COST</b>						
Service cost	\$ 30	\$ 30	\$ 29	\$ 4	\$ 5	\$ 5
Interest cost	34	35	38	7	7	8
Expected return on assets	(38)	(47)	(47)	(11)	(13)	(11)
Amortization of:						
Prior service cost	3	2	1	2	3	3
Actuarial loss (gain)	11	1	9	(2)	(3)	-

Settlement charges	-	26	-	-	-	-
Special termination benefits	-	-	-	-	3	-
Net periodic benefit cost	40	47	30	-	2	5
Regulatory adjustment	14	(8)	(8)	-	-	-
Total expense recognized	54	39	22	-	2	5
<b>CHANGES IN PLAN ASSETS AND BENEFIT OBLIGATIONS RECOGNIZED IN OCI</b>						
Net loss (gain)	5	(1)	2	-	-	-
Prior service cost	2	8	-	-	-	-
Amortization of actuarial loss	-	(1)	(1)	-	-	-
Amortization of prior service cost	(1)	-	-	-	-	-
Settlements	-	(4)	-	-	-	-
Total recognized in OCI	6	2	1	-	-	-
Total recognized in net periodic benefit cost and OCI	\$ 60	\$ 41	\$ 23	\$ -	\$ 2	\$ 5

**NET PERIODIC BENEFIT COST AND AMOUNTS RECOGNIZED IN OCI**

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**

(Dollars in millions)

	Pension benefits			Other postretirement benefits		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<b>NET PERIODIC BENEFIT COST</b>						
Service cost	\$ 68	\$ 81	\$ 76	\$ 12	\$ 15	\$ 14
Interest cost	91	92	98	27	27	29
Expected return on assets	(94)	(98)	(103)	(58)	(56)	(53)
Amortization of:						
Prior service cost (credit)	8	8	9	(2)	(3)	(3)
Actuarial loss (gain)	16	13	19	(8)	(2)	(3)
Settlement charges	-	32	30	-	-	-
Special termination benefits	-	-	-	-	2	18
Net periodic benefit cost	89	128	129	(29)	(17)	2
Regulatory adjustment	63	(22)	(34)	29	17	-
Total expense recognized	152	106	95	-	-	2
<b>CHANGES IN PLAN ASSETS AND BENEFIT OBLIGATIONS RECOGNIZED IN OCI</b>						
Net loss	2	1	-	-	-	-
Prior service cost	3	-	-	-	-	-
Transfer of actuarial loss	(4)	-	-	-	-	-
Transfer of prior service cost	(1)	-	-	-	-	-
Amortization of actuarial loss	(1)	-	-	-	-	-
Amortization of prior service cost	-	(1)	(1)	-	-	-
Total recognized in OCI	(1)	-	(1)	-	-	-
Total recognized in net periodic benefit cost and OCI	\$ 151	\$ 106	\$ 94	\$ -	\$ -	\$ 2





### ***Assumptions for Pension and Other Postretirement Benefit Plans***

#### ***Benefit Obligation and Net Periodic Benefit Cost***

Except for the IEnova plans, we develop the discount rate assumptions using a bond selection-settlement portfolio approach. This approach develops a discount rate by selecting a portfolio of high quality corporate bonds that generate sufficient cash flows to provide for projected benefit payments of the plan. The selected bond portfolio is derived from a universe of corporate bonds with a Bloomberg Composite of AA or higher. After the bond portfolio is selected, a single interest rate is determined that equates the present value of the plans' projected benefit payments discounted at this rate with the market value of the bonds selected.

We develop the discount rate assumptions for the plans at IEnova by constructing a synthetic government zero coupon bond yield curve from the available market data, based on duration matching, and we add a risk spread to allow for the yields of high-quality corporate bonds. Such method is required when there is no deep market for high quality corporate bonds.

Long-term return on assets is based on the weighted-average of the plans' investment allocation as of the measurement date and the expected returns for those asset types.

Interest crediting rate is based on an average 30-year Treasury bond from the month of November of the preceding year.

We amortize prior service cost using straight line amortization over average future service (or average expected lifetime for plans where participants are substantially inactive employees), which is an alternative method allowed under U.S. GAAP.

The significant assumptions affecting benefit obligation and net periodic benefit cost are as follows:

#### **WEIGHTED-AVERAGE ASSUMPTIONS USED TO DETERMINE BENEFIT OBLIGATION AT DECEMBER 31**

	Pension benefits		Other postretirement benefits	
	2019	2018	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Discount rate	3.49%	4.29%	3.54%	4.29%
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	2.28	3.36	2.28	3.36
Rate of compensation increase	2.70-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00
<b>SDG&amp;E:</b>				
Discount rate	3.44%	4.29%	3.55%	4.30%
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	2.28	3.36	2.28	3.36
Rate of compensation increase	2.70-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00
<b>SoCalGas:</b>				
Discount rate	3.50%	4.30%	3.55%	4.30%
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	2.28	3.36	2.28	3.36
Rate of compensation increase	2.70-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00

<sup>(1)</sup> Interest crediting rate for pension benefits applies only to funded cash balance plans.

(2) Interest crediting rate for other postretirement benefits applies only to interest bearing health retirement accounts at SDG&E and SoCalGas.

F-96

**WEIGHTED-AVERAGE ASSUMPTIONS USED TO DETERMINE NET PERIODIC BENEFIT COST  
YEARS ENDED DECEMBER  
31**

	Pension benefits			Other postretirement benefits		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>						
Discount rate	4.29%	3.64%	4.07%	4.29%	3.68%	4.18%
Expected return on plan assets	7.00	7.00	7.00	6.48	6.49	6.47
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	3.36	2.80	2.86	3.36	2.80	2.86
Rate of compensation increase	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00
<b>SDG&amp;E:</b>						
Discount rate	4.29%	3.64%	4.08%	4.30%	3.65%	4.15%
Expected return on plan assets	7.00	7.00	7.00	6.92	6.94	6.91
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	3.36	2.80	2.86	3.36	2.80	2.86
Rate of compensation increase	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00
<b>SoCalGas:</b>						
Discount rate	4.30%	3.65%	4.10%	4.30%	3.70%	4.20%
Expected return on plan assets	7.00	7.00	7.00	6.38	6.38	6.37
Interest crediting rate <sup>(1)(2)</sup>	3.36	2.80	2.86	3.36	2.80	2.86
Rate of compensation increase	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00

(1) Interest crediting rate for pension benefits applies only to funded cash balance plans.

(2) Interest crediting rate for other postretirement benefits applies only to interest bearing health retirement accounts at SDG&E and SoCalGas.

**Health Care Cost Trend Rates**

Assumed health care cost trend rates have a significant effect on the amounts that we report for the health care plan costs. Following are the health care cost trend rates applicable to our postretirement benefit plans:

**ASSUMED HEALTH CARE COST TREND RATES  
AT DECEMBER 31**

	Other postretirement benefit plans					
	Pre-65 retirees			Retirees aged 65 years and older		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Health care cost trend rate assumed for next year	6.25%	6.50%	7.00%	4.75%	4.75%	5.00%

Rate to which the cost trend rate is assumed to decline (the ultimate trend)	4.75%	4.75%	5.00%	4.50%	4.50%	4.50%
Year the rate reaches the ultimate trend	2025	2025	2022	2022	2022	2022

### ***Plan Assets***

#### ***Investment Allocation Strategy for Sempra Energy's Pension Master Trust***

Sempra Energy's pension master trust holds the investments for our pension plans and a portion of the investments for our PBOP plans. We maintain additional trusts, as we discuss below, for certain of the California Utilities' PBOP plans. Other than through indexing strategies, the trusts do not invest in securities of Sempra Energy.

The current asset allocation objective for the pension master trust is to protect the funded status of the plans while generating sufficient returns to cover future benefit payments and accruals. We assess the portfolio performance by comparing actual returns with relevant benchmarks. Currently, the pension plans' target asset allocations are:

- 35% domestic equity
- 24% international equity
- 18% long credit
- 8% ultra-long duration government securities
- 5% global real estate investment trusts
- 5% return-seeking credit
- 5% real assets

F-97

The asset allocation of the plans is reviewed by our Plan Funding Committee and our Pension and Benefits Investment Committee (the Committees) on a regular basis. When evaluating strategic asset allocations, the Committees consider many variables, including:

- long-term cost
- variability and level of contributions
- funded status
- a range of expected outcomes over varying confidence levels

This allocation results in a 74% target allocation to return-seeking assets and a 26% target allocation to risk-mitigating assets. We maintain asset allocations at strategic levels with reasonable bands of variance.

In accordance with the Sempra Energy pension investment guidelines, derivative financial instruments may be used by the pension master trust's equity and fixed income portfolio investment managers to equitize cash, hedge certain exposures, and as substitutes for certain types of fixed income securities.

### ***Rate of Return Assumption***

The expected return on assets in our pension and PBOP plans is based on the weighted-average of the plans' investment allocations to specific asset classes as of the measurement date. We arrive at a 7% expected return on assets by considering both the historical and forecasted long-term rates of return on those asset classes. We expect a return of between 5% and 9% on return-seeking assets and between 1% and 4% for risk-mitigating assets. Certain

trusts that hold assets for the SDG&E other postretirement benefit plan are subject to taxation, which impacts the expected after-tax return on assets in the plan.

### *Concentration of Risk*

Plan assets are diversified across global equity and bond markets, and concentration of risk in any one economic, industry, maturity or geographic sector is limited.

### *Investment Strategy for SDG&E's and SoCalGas' Other Postretirement Benefit Plans*

SDG&E's and SoCalGas' PBOP plans are funded by cash contributions from SDG&E and SoCalGas and their current retirees. The assets of these plans are placed into the pension master trust and other Voluntary Employee Beneficiary Association trusts. Certain assets of SDG&E's and SoCalGas' PBOP plans are held in the pension master trust, which invests a portion of the assets in completion portfolios that aim to reduce interest rate risk, thereby resulting in an overall target allocation of 38% to return-seeking assets and 62% to risk-mitigating assets for these well-funded plans. Certain of SoCalGas' PBOP plans are held in a Voluntary Employee Benefit Association trust that also utilizes a completion portfolio, resulting in a target allocation of 25% to return-seeking assets and 75% to risk-mitigating assets. SDG&E's and SoCalGas' assets held in other Voluntary Employee Beneficiary Association trusts are invested in accordance with a de-risking glidepath that reduces the assets' exposure to risk as the trusts become better funded. These specific allocations are periodically reviewed to ensure that plan assets are best positioned to meet plan obligations.

### *Fair Value of Pension and Other Postretirement Benefit Plan Assets*

We classify the investments in Sempra Energy's pension master trust and the trusts for the California Utilities' PBOP plans based on the fair value hierarchy, except for certain investments measured at NAV. The following are descriptions of the valuation methods and assumptions we use to estimate the fair values of investments held by pension and other postretirement benefit plan trusts.

*Equity Securities* - Equity securities are valued using quoted prices listed on nationally recognized securities exchanges.

*Fixed Income Securities* - Certain fixed income securities are valued at the closing price reported in the active market in which the security is traded. Other fixed income securities are valued based on yields currently available on comparable securities of issuers with similar credit ratings. When quoted prices are not available for identical or similar securities, the security is valued under a discounted cash flow approach that maximizes observable inputs, such as current yields of similar instruments, but includes adjustments for certain risks that may not be observable, such as credit and liquidity risks. Certain high yield fixed-income securities are valued by applying a price adjustment to the bid side to calculate a mean and ask value. Adjustments can vary based on maturity, credit standing, and reported trade frequencies. The bid to ask spread is determined by the investment manager based on the review of the available market information.



*Registered Investment Companies* - Investments in mutual funds sponsored by a registered investment company are valued based on exchange listed prices. Where the value is a quoted price in an active market, the investment is classified within Level 1 of the fair value hierarchy. Investments in certain fixed income securities are valued under a discounted cash flow approach that maximizes observable inputs, such as current yields of similar instruments, but includes adjustments for certain risks that may not be observable, such as credit and liquidity risks for the remaining fixed income securities.

*Common/Collective Trusts* - Investments in common/collective trust funds are valued based on the NAV of units owned, which is based on the current fair value of the funds' underlying assets.

*Private Equity Funds* - These funds consist of investments in private equities that are held by limited partnerships following various strategies, including private equity and corporate finance. These partnerships generally have limited lives of 10 years, after which liquidating distributions will be received. The value is determined based on the NAV of the proportionate share of an ownership interest in partners' capital. Holdings in these types of private equity funds are negligible, as the funds are well past their expected investment term and have distributed the bulk of proceeds from investment sales.

*Derivative Financial Instruments* - Futures contracts that are publicly traded in active markets are valued at closing prices as of the last business day of the year. Forward currency contracts are valued at the prevailing forward exchange rate of the underlying currencies, and unrealized gain (loss) is recorded daily. Fixed income futures and options are marked to market daily. Equity index futures contracts are valued at the last sales price quoted on the exchange on which they primarily trade.

While management believes the valuation methods described above are appropriate and consistent with other market participants, the use of different methodologies or assumptions to determine the fair value of certain financial instruments could result in a different fair value measurement at the reporting date.

We provide more discussion of fair value measurements in Notes 1 and 12. The following tables set forth by level within the fair value hierarchy a summary of the investments in our pension and other postretirement benefit plan trusts measured at fair value on a recurring basis.

F-99

SDG&E and SoCalGas each hold a proportionate share of investment assets in the pension master trust at Sempra Energy Consolidated. The fair values of our pension plan assets by asset category are as follows:

**FAIR VALUE MEASUREMENTS - INVESTMENT ASSETS OF PENSION PLANS**

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2019		
	Level 1	Level 2	Total
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Cash and cash equivalents	\$ 17	\$ -	\$ 17
Equity securities:			
Domestic	923	-	923
International	555	1	556
Registered investment companies	96	-	96
Fixed income securities:			

Domestic government bonds	228	39	267
International government bonds	-	9	9
Domestic corporate bonds	-	346	346
International corporate bonds	-	62	62
Registered investment companies	-	2	2
Total investment assets in the fair value hierarchy	\$ 1,819	\$ 459	2,278
Accounts receivable/payable, net			(38)
Investments measured at NAV:			
Common/collective trusts			417
Private equity funds			5
Total investment assets			\$ 2,662
SDG&E's proportionate share of investment assets			\$ 739
SoCalGas' proportionate share of investment assets			\$ 1,737

	Fair value at December 31, 2018		
	Level 1	Level 2	Total
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Cash and cash equivalents	\$ 14	\$ -	\$ 14
Equity securities:			
Domestic	727	-	727
International	437	-	437
Registered investment companies	74	-	74
Fixed income securities:			
Domestic government bonds	197	29	226
International government bonds	-	8	8
Domestic corporate bonds	-	311	311
International corporate bonds	-	53	53
Registered investment companies	-	1	1
Total investment assets in the fair value hierarchy	\$ 1,449	\$ 402	1,851
Accounts receivable/payable, net			(21)
Investments measured at NAV:			
Common/collective trusts			326
Private equity funds			4
Total investment assets			\$ 2,160
SDG&E's proportionate share of investment assets			\$ 600
SoCalGas' proportionate share of investment assets			\$ 1,385

The fair values by asset category of the PBOP plan assets held in the pension master trust and in the additional trusts for SoCalGas' PBOP plans and SDG&E's PBOP plan trusts are as follows:

**FAIR VALUE MEASUREMENTS - INVESTMENT ASSETS OF OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS**

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2019		
	Level 1	Level 2	Total
<b>SDG&amp;E:</b>			
Equity securities:			
Domestic	\$ 21	\$ -	\$ 21
International	13	-	13
Registered investment companies	68	-	68
Fixed income securities:			
Domestic government bonds	32	1	33
Domestic corporate bonds	-	8	8
International corporate bonds	-	1	1
Registered investment companies	-	8	8
Total investment assets in the fair value hierarchy	134	18	152
Accounts receivable/payable, net			(2)
Investments measured at NAV - Common/collective trusts			47
Total investment assets			197
<b>SoCalGas:</b>			
Cash and cash equivalents	3	-	3
Equity securities:			
Domestic	78	-	78
International	48	-	48
Registered investment companies	52	-	52
Fixed income securities:			
Domestic government bonds	267	21	288
International government bonds	1	10	11
Domestic corporate bonds	-	309	309
International corporate bonds	-	40	40
Registered investment companies	-	75	75
Derivative financial instruments	3	-	3
Total investment assets in the fair value hierarchy	452	455	907
Accounts receivable/payable, net			(5)
Investments measured at NAV - Common/collective trusts			157
Total investment assets			1,059
<b>Other Sempra Energy:</b>			
Equity securities:			
Domestic	9	-	9
International	4	-	4
Fixed income securities:			
Domestic government bonds	3	1	4



Domestic corporate bonds	-	3	3
International corporate bonds	-	1	1
Total investment assets in the fair value hierarchy	16	5	21
Investments measured at NAV - Common/collective trusts			4
Total other Sempra Energy investment assets			25
Total Sempra Energy Consolidated investment assets in the fair value hierarchy	\$ 602	\$ 478	
Total Sempra Energy Consolidated investment assets			\$ 1,281

F-101

#### FAIR VALUE MEASUREMENTS - INVESTMENT ASSETS OF OTHER POSTRETIREMENT BENEFIT PLANS

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2018		
	Level 1	Level 2	Total
<b>SDG&amp;E:</b>			
Cash and cash equivalents	\$ 1	\$ -	\$ 1
Equity securities:			
Domestic	37	-	37
International	22	-	22
Registered investment companies	59	-	59
Fixed income securities:			
Domestic government bonds	10	1	11
Domestic corporate bonds	-	16	16
International corporate bonds	-	3	3
Registered investment companies	-	7	7
Total investment assets in the fair value hierarchy	129	27	156
Accounts receivable/payable, net			(1)
Investments measured at NAV - Common/collective trusts			17
Total investment assets			172
<b>SoCalGas:</b>			
Cash and cash equivalents	6	-	6
Equity securities:			
Domestic	66	-	66
International	39	-	39
Registered investment companies	62	-	62
Fixed income securities:			
Domestic government bonds	236	13	249
International government bonds	1	4	5



**COPIA SIMPLE**

Domestic corporate bonds	-	175	175
International corporate bonds	-	21	21
Registered investment companies	-	64	64
Derivative financial instruments	(4)	-	(4)
Total investment assets in the fair value hierarchy	406	277	683
Accounts receivable/payable, net			(4)
Investments measured at NAV - Common/collective trusts			237
Total investment assets			916
<b>Other Sempra Energy:</b>			
Equity securities:			
Domestic	6	-	6
International	4	-	4
Fixed income securities:			
Domestic government bonds	2	-	2
Domestic corporate bonds	-	2	2
Registered investment companies	-	1	1
Total investment assets in the fair value hierarchy	12	3	15
Investments measured at NAV - Common/collective trusts			4
Private equity funds			1
Total other Sempra Energy investment assets			20
Total Sempra Energy Consolidated investment assets in the fair value hierarchy	\$ 547	\$ 307	
Total Sempra Energy Consolidated investment assets			\$ 1,108

F-102

### ***Future Payments***

We expect to contribute the following amounts to our pension and PBOP plans in 2020:

#### **EXPECTED CONTRIBUTIONS**

*(Dollars in millions)*

	Sempra Energy Consolidated	SDG&E	SoCalGas
Pension plans	\$ 268	\$ 53	\$ 154
Other postretirement benefit plans	7	1	1

The following table shows the total benefits we expect to pay for the next 10 years to current employees and retirees from the plans or from company assets.

**EXPECTED BENEFIT PAYMENTS**

(Dollars in millions)

	Sempra Energy Consolidated		SDG&E		SoCalGas	
	Pension benefits	Other postretirement benefits	Pension benefits	Other postretirement benefits	Pension benefits	Other postretirement benefits
2020	\$ 410	\$ 50	\$ 115	\$ 10	\$ 229	\$ 35
2021	263	48	69	10	166	35
2022	258	48	64	10	162	35
2023	243	48	64	10	156	35
2024	239	48	62	10	153	35
2025-2029	1,128	240	283	48	725	176

**SAVINGS PLANS**

Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas offer trustee savings plans to all employees. Employee participation, employee contributions and employer matching contributions are subject to the provisions of the respective plans, and for employee contributions, limits imposed by the respective governmental authorities. Employer contributions to the savings plans were as follows:

**EMPLOYER CONTRIBUTIONS TO SAVINGS PLANS**

(Dollars in millions)

	2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidated	\$ 44	\$ 43	\$ 41
SDG&E	15	15	14
SoCalGas	24	23	22

The market value of Sempra Energy common stock held by the savings plans was \$1.3 billion and \$1.0 billion at December 31, 2019 and 2018, respectively.

**NOTE 10. SHARE-BASED COMPENSATION**

**SEMPRA ENERGY EQUITY COMPENSATION PLANS**

Sempra Energy has share-based compensation plans intended to align employee and shareholder objectives related to the long-term growth of Sempra Energy. The plans permit a wide variety of share-based awards, including:

- nonqualified stock options
- incentive stock options



- restricted stock awards
- restricted stock units
- stock appreciation rights
- performance awards
- stock payments
- dividend equivalents

Eligible employees, including those from the California Utilities, participate in Sempra Energy's share-based compensation plans as a component of their compensation package.

In the three years ended December 31, 2019, Sempra Energy had the following types of equity awards outstanding:

- *Nonqualified Stock Options:* Options to purchase common stock have an exercise price equal to the market price of the common stock at the date of grant, are service-based, become exercisable over a three-year period (for awards granted in 2019) or over a four-year period (for awards granted in 2010 or earlier), and expire 10 years from the date of grant. Vesting and/or the ability to exercise may be accelerated upon a change in control, in accordance with severance pay agreements or in accordance with the terms of the grant. Options are subject to forfeiture or earlier expiration following termination of employment, subject to certain exceptions.
- *Performance-Based Restricted Stock Units:* These RSU awards generally vest in Sempra Energy common stock at the end of three-year (for awards granted during or after 2015) or four-year performance periods (for awards granted prior to 2015) based on Sempra Energy's total return to shareholders relative to that of specified market indices or based on the compound annual growth rate of Sempra Energy's EPS. The comparative market indices for the awards that vest based on total return to shareholders are the S&P 500 Utilities Index and the S&P 500 Index. We use long-term analyst consensus growth estimates for S&P 500 Utilities Index peer companies to develop our targets for awards that vest based on EPS growth.
  - For awards granted in 2013 or earlier, if Sempra Energy's total return to shareholders exceeds target levels, up to an additional 50% of the number of granted RSUs may be issued.
  - For awards granted during or after 2014, up to an additional 100% of the granted RSUs may be issued if total return to shareholders or EPS growth exceeds target levels.
  - For awards granted in 2015 and 2016 and certain awards granted in 2017 and 2018 that vest based on Sempra Energy's total return to shareholders, a modifier adds 20% to the award's payout (as initially calculated based on total return to shareholders relative to that of specified market indices) for total shareholder return performance in the top quartile relative to historical benchmark data for Sempra Energy and reduces the award's payout by 20% for performance in the bottom quartile. However, in no event will more than an additional 100% of the granted RSUs be issued. If performance falls within the second or third quartiles, the modifier is not triggered, and the payout is based solely on total return to shareholders relative to that of specified market indices.

If Sempra Energy's total return to shareholders or EPS growth is below the target levels but above threshold performance levels, shares are subject to partial vesting on a pro rata basis.

- *Other Performance-Based Restricted Stock Units:* RSUs were granted in 2014 and 2015 in connection with the creation of Cameron LNG JV.
  - The 2014 awards vested in 2015 through 2017 as the Compensation Committee of Sempra Energy's board of directors determined that the objectives of the JV were achieved. Those awards vested on the anniversary of the grant date over a period of either two or three years.
  - The 2015 awards vested in 2019 as both of the following were achieved: (a) the Compensation Committee of Sempra Energy's board of directors determined that Sempra Energy achieved positive cumulative net income for fiscal years 2015 through 2017 and (b) Cameron LNG JV commenced commercial operations of the first train.

- *Service-Based Restricted Stock Units:* RSUs may also be service-based; these generally vest over three-year service periods (for awards granted in 2019), or at the end of three-year (for awards granted during 2015 through 2018) or four-year service periods (for awards granted prior to 2015).

For RSU awards, vesting may be subject to earlier forfeiture upon termination of employment and accelerated vesting upon a change in control under the applicable LTIP, in accordance with severance pay agreements, or at the discretion of the Compensation Committee of Sempra Energy's board of directors. Dividend equivalents on shares subject to RSUs are reinvested to purchase additional common shares that become subject to the same vesting conditions as the RSUs to which the dividends relate.

## SHARE-BASED AWARDS AND COMPENSATION EXPENSE

F-104

At December 31, 2019, 7,662,352 common shares were authorized and available for future grants of share-based awards. Our practice is to satisfy share-based awards by issuing new shares rather than by open-market purchases. We measure and recognize compensation expense for all share-based payment awards made to our employees and directors based on estimated fair values on the date of grant. We recognize compensation costs net of an estimated forfeiture rate (based on historical experience) and recognize the compensation costs for nonqualified stock options and RSUs on a straight-line basis over the requisite service period of the award, which is generally three or four years. However, for awards granted to retirement-eligible participants, the expense is recognized over the initial year in which the award was granted as the award requires service through the end of the year in which it was granted. For awards granted to participants who become eligible for retirement during the requisite service period, the expense is recognized over the period between the date of grant and the later of the end of the year in which the award was granted or the date the participant first becomes eligible for retirement. Substantially all awards outstanding are classified as equity instruments; therefore, we recognize additional paid in capital as we recognize the compensation expense associated with the awards. We recognize in earnings the tax benefits (or deficiencies) resulting from tax deductions that are in excess of (or less than) tax benefits related to compensation cost recognized for share-based payments.

Sempra Energy subsidiaries record an expense for the plans to the extent that subsidiary employees participate in the plans and/or the subsidiaries are allocated a portion of the Sempra Energy plans' corporate staff costs. Total share-based compensation expense for all of Sempra Energy's share-based awards was comprised as follows:

### SHARE-BASED COMPENSATION EXPENSE

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Share-based compensation expense, before income taxes <sup>(1)</sup>	\$ 66	\$ 76	\$ 78
Income tax benefit <sup>(1)</sup>	(18)	(21)	(31)
	\$ 48	\$ 55	\$ 47
Capitalized share-based compensation cost	\$ 11	\$ 10	\$ 9



Excess income tax deficiency	\$	4	\$	15	\$	-
<b>SDG&amp;E:</b>						
Share-based compensation expense, before income taxes	\$	10	\$	12	\$	13
Income tax benefit		(3)		(3)		(5)
	\$	7	\$	9	\$	8
Capitalized share-based compensation cost	\$	6	\$	6	\$	5
Excess income tax deficiency	\$	1	\$	3	\$	-
<b>SoCalGas:</b>						
Share-based compensation expense, before income taxes	\$	15	\$	16	\$	17
Income tax benefit		(4)		(5)		(7)
	\$	11	\$	11	\$	10
Capitalized share-based compensation cost	\$	5	\$	4	\$	4
Excess income tax deficiency	\$	1	\$	2	\$	-

(1) Includes activity of awards issued from the IEnova 2013 LTIP, which settle in cash upon vesting based on the price of IEnova's common stock.

## SEMPRA ENERGY NONQUALIFIED STOCK OPTIONS

We use a Black-Scholes option-pricing model to estimate the fair value of each nonqualified stock option grant. The use of a valuation model requires us to make certain assumptions about selected model inputs. Expected volatility is calculated based on a blend of the historical and implied volatility of Sempra Energy's common stock price. The average expected term for options is based on the vesting schedule, contractual term of the option, expected employee exercise and post-termination behavior. The risk-free interest rate is based on U.S. Treasury zero-coupon issues with a remaining term equal to the expected term estimated at the date of the grant. All nonqualified stock options granted prior to 2019 were fully vested and compensation cost on such stock options was fully recognized by December 31, 2014. In January 2019, Sempra Energy's board of directors granted 261,075 nonqualified stock options that are exercisable over a three-year period. The weighted-average per-share fair value for options

F-105

granted was \$13.20 in 2019. To calculate this fair value, we used the Black-Scholes model with the following weighted-average assumptions:

<b>KEY ASSUMPTIONS FOR STOCK OPTIONS GRANTED</b>	
	Year ended December 31, 2019
Stock price volatility	18.63%
Expected term	5.34 years
Risk-free rate of return	2.49%
Annual dividend yield	3.35%

The following table shows a summary of nonqualified stock options at December 31, 2019 and activity for the year then ended:

<b>NONQUALIFIED STOCK OPTIONS</b>				
	Common shares under options	Weighted- average exercise price	Weighted- average remaining contractual term (in years)	Aggregate intrinsic value (in millions)
Outstanding at January 1, 2019	56,940	\$ 54.63		
Granted	261,075	\$ 106.76		
Exercised	(52,540)	\$ 54.52		
Forfeited/canceled	(17,898)	\$ 106.76		
Outstanding at December 31, 2019	247,577	\$ 105.86	8.85	\$ 11
Vested or expected to vest at December 31, 2019	237,236	\$ 105.82	8.84	\$ 11
Exercisable at December 31, 2019	4,400	\$ 55.90	0.01	\$ -

The aggregate intrinsic value at December 31, 2019 is the total of the difference between Sempra Energy's closing common stock price and the exercise price for all in-the-money options. The aggregate intrinsic value for nonqualified stock options exercised in the last three years was:

- \$4 million in 2019
- \$9 million in 2018
- \$9 million in 2017

A negligible amount of total compensation cost related to nonvested stock options not yet recognized as of December 31, 2019 is expected to be recognized over a weighted-average period of 2.03 years.

We received cash of \$3 million from stock option exercises during 2019.

## **SEMPRA ENERGY RESTRICTED STOCK UNITS**

We use a Monte-Carlo simulation model to estimate the fair value of our RSUs that vest based on Sempra Energy's total return to shareholders. Our determination of fair value is affected by the historical volatility of the common stock price for Sempra Energy and its peer group companies. The valuation also is affected by the risk-free rates of return and a number of other variables. Below are key assumptions for RSUs granted in the last three years:

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Stock price volatility	17.74%	17.46%	17.24%
Risk-free rate of return	2.46%	2.00%	1.49%



The following table shows a summary of RSUs at December 31, 2019 and activity for the year then ended:

#### RESTRICTED STOCK UNITS

	Performance-based restricted stock units		Service-based restricted stock units	
	Units	Weighted-average grant-date fair value	Units	Weighted-average grant-date fair value
Nonvested at January 1, 2019	1,242,169	\$ 106.11	402,361	\$ 105.01
Granted	389,825	\$ 113.54	260,594	\$ 112.50
Vested	(142,820)	\$ 100.28	(209,395)	\$ 102.68
Forfeited	(402,193)	\$ 103.34	(37,773)	\$ 110.25
Nonvested at December 31, 2019 <sup>(1)</sup>	1,086,981	\$ 109.85	415,787	\$ 119.96
Expected to vest at December 31, 2019	1,066,375	\$ 109.89	408,782	\$ 109.65

<sup>(1)</sup> Each RSU represents the right to receive one share of our common stock if applicable performance conditions are satisfied. For all performance-based RSUs, up to an additional 100% of the shares represented by the RSUs may be issued if Sempra Energy exceeds target performance conditions.

In 2019, 2018 and 2017, the total fair value of RSU shares vested during the year was \$36 million, \$32 million and \$45 million, respectively.

The \$32 million of total compensation cost related to nonvested RSUs not yet recognized as of December 31, 2019 is expected to be recognized over a weighted-average period of 2.07 years. The weighted-average per-share fair values for performance-based RSUs granted were \$105.03 and \$110.54 in 2018 and 2017, respectively. The weighted-average per-share fair values for service-based RSUs granted were \$107.60 and \$101.88 in 2018 and 2017, respectively.

#### NOTE 11. DERIVATIVE FINANCIAL INSTRUMENTS

We use derivative instruments primarily to manage exposures arising in the normal course of business. Our principal exposures are commodity market risk, benchmark interest rate risk and foreign exchange rate exposures. Our use of derivatives for these risks is integrated into the economic management of our anticipated revenues, anticipated expenses, assets and liabilities. Derivatives may be effective in mitigating these risks (1) that could lead to declines in anticipated revenues or increases in anticipated expenses, or (2) that our asset values may fall or our liabilities increase. Accordingly, our derivative activity summarized below generally represents an impact that is intended to offset associated revenues, expenses, assets or liabilities that are not included in the tables below.

In certain cases, we apply the normal purchase or sale exception to derivative instruments and have other commodity contracts that are not derivatives. These contracts are not recorded at fair value and are therefore excluded from the disclosures below.

In all other cases, we record derivatives at fair value on the Consolidated Balance Sheets. We have derivatives that are (1) cash flow hedges, (2) fair value hedges, or (3) undesignated. Depending on the applicability of hedge

accounting and, for the California Utilities and other operations subject to regulatory accounting, the requirement to pass impacts through to customers, the impact of derivative instruments may be offset in OCI (cash flow hedges), on the balance sheet (regulatory offsets), or recognized in earnings (fair value hedges). We classify cash flows from the principal settlements of cross-currency swaps that hedge exposure related to Mexican peso-denominated debt as financing activities and settlements of other derivative instruments as operating activities on the Consolidated Statements of Cash Flows.

F-107

---

## **HEDGE ACCOUNTING**

We may designate a derivative as a cash flow hedging instrument if it effectively converts anticipated cash flows associated with revenues or expenses to a fixed dollar amount. We may utilize cash flow hedge accounting for derivative commodity instruments, foreign currency instruments and interest rate instruments. Designating cash flow hedges is dependent on the business context in which the instrument is being used, the effectiveness of the instrument in offsetting the risk that the future cash flows of a given revenue or expense item may vary, and other criteria.

## **ENERGY DERIVATIVES**

Our market risk is primarily related to natural gas and electricity price volatility and the specific physical locations where we transact. We use energy derivatives to manage these risks. The use of energy derivatives in our various businesses depends on the particular energy market, and the operating and regulatory environments applicable to the business, as follows:

- The California Utilities use natural gas and electricity derivatives, for the benefit of customers, with the objective of managing price risk and basis risks, and stabilizing and lowering natural gas and electricity costs. These derivatives include fixed price natural gas and electricity positions, options, and basis risk instruments, which are either exchange-traded or over-the-counter financial instruments, or bilateral physical transactions. This activity is governed by risk management and transacting activity plans that have been filed with and approved by the CPUC. Natural gas and electricity derivative activities are recorded as commodity costs that are offset by regulatory account balances and are recovered in rates. Net commodity cost impacts on the Consolidated Statements of Operations are reflected in Cost of Electric Fuel and Purchased Power or in Cost of Natural Gas.
- SDG&E is allocated and may purchase CRRs, which serve to reduce the regional electricity price volatility risk that may result from local transmission capacity constraints. Unrealized gains and losses do not impact earnings, as they are offset by regulatory account balances. Realized gains and losses associated with CRRs, which are recoverable in rates, are recorded in Cost of Electric Fuel and Purchased Power on the Consolidated Statements of Operations.



- Sempra Mexico and Sempra LNG may use natural gas and electricity derivatives, as appropriate, to optimize the earnings of their assets which support the following businesses: LNG, natural gas transportation and storage, and power generation. Gains and losses associated with undesignated derivatives are recognized in Energy-Related Businesses Revenues or in Energy-Related Businesses Cost of Sales on the Consolidated Statements of Operations. Certain of these derivatives may also be designated as cash flow hedges. Sempra Mexico may also use natural gas energy derivatives with the objective of managing price risk and lowering natural gas prices at its distribution operations. These derivatives, which are recorded as commodity costs that are offset by regulatory account balances and recovered in rates, are recognized in Cost of Natural Gas on the Consolidated Statements of Operations.
- From time to time, our various businesses, including the California Utilities, may use other energy derivatives to hedge exposures such as the price of vehicle fuel and GHG allowances.

The following table summarizes net energy derivative volumes.

#### NET ENERGY DERIVATIVE VOLUMES

(Quantities in millions)

		December 31,	
Commodity	Unit of measure	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>			
Natural gas	MMBtu	32	35
Electricity	MWh	2	2
Congestion revenue rights	MWh	48	52
<b>SDG&amp;E:</b>			
Natural gas	MMBtu	37	33
Electricity	MWh	2	2
Congestion revenue rights	MWh	48	52
<b>SoCalGas:</b>			
Natural gas	MMBtu	2	

In addition to the amounts noted above, we use commodity derivatives to manage risks associated with the physical locations of contractual obligations and assets, such as natural gas purchases and sales.

#### INTEREST RATE DERIVATIVES

We are exposed to interest rates primarily as a result of our current and expected use of financing. The California Utilities, as well as Sempra Energy and its other subsidiaries and JVs, periodically enter into interest rate derivative agreements intended to moderate our exposure to interest rates and to lower our overall costs of borrowing. In addition, we may utilize interest rate swaps, typically designated as cash flow hedges, to lock in interest rates on outstanding debt or in anticipation of future financings. Separately, Otay Mesa VIE entered into interest rate swap agreements, designated as cash flow hedges, to moderate its exposure to interest rate changes.

The following table presents the net notional amounts of our interest rate derivatives, excluding JVs.

<b>INTEREST RATE DERIVATIVES</b>				
<i>(Dollars in millions)</i>				
	December 31, 2019		December 31, 2018	
	Notional debt	Maturities	Notional debt	Maturities
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Cash flow hedges <sup>(1)</sup>	\$ 1,445	2020-2034	\$ 594	2019-2032
<b>SDG&amp;E:</b>				
Cash flow hedge <sup>(1)</sup>	-	-	142	2019

<sup>(1)</sup> Includes Otay Mesa VIE. All of SDG&E's interest rate derivatives relate to Otay Mesa VIE. On August 14, 2019, OMEC LLC paid in full its variable-rate loan and terminated its interest rate swaps.

## FOREIGN CURRENCY DERIVATIVES

We utilize cross-currency swaps to hedge exposure related to Mexican peso-denominated debt at our Mexican subsidiaries and JVs. These cash flow hedges exchange our Mexican peso-denominated principal and interest payments into the U.S. dollar and swap Mexican variable interest rates for U.S. fixed interest rates. From time to time, Sempra Mexico and its JVs may use other foreign currency derivatives to hedge exposures related to cash flows associated with revenues from contracts denominated in Mexican pesos that are indexed to the U.S. dollar. We are also exposed to exchange rate movements at our Mexican subsidiaries and JVs, which have U.S. dollar-denominated cash balances, receivables, payables and debt (monetary assets and liabilities) that give rise to Mexican currency exchange rate movements for Mexican income tax purposes. They also have deferred income tax assets and liabilities denominated in the Mexican peso, which must be translated to U.S. dollars for financial reporting purposes. In addition, monetary assets and liabilities and certain nonmonetary assets and liabilities are adjusted for Mexican inflation for Mexican income tax purposes. We utilize foreign currency derivatives as a means to manage the risk of exposure to significant fluctuations in our income tax expense and equity earnings from these impacts; however, we generally do not hedge our deferred income tax assets and liabilities or for inflation.

We also utilize foreign currency derivatives to hedge exposure to fluctuations in the Peruvian Sol related to the sale of our operations in Peru.

The following table presents the net notional amounts of our foreign currency derivatives, excluding JVs.

<b>FOREIGN CURRENCY DERIVATIVES</b>				
<i>(Dollars in millions)</i>				
	December 31, 2019		December 31, 2018	
	Notional amount	Maturities	Notional amount	Maturities
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Cross-currency swaps	\$ 306	2020-2023	\$ 306	2019-2023
Other foreign currency derivatives	1,796	2020-2021	1,158	2019-2020

## FINANCIAL STATEMENT PRESENTATION

The Consolidated Balance Sheets reflect the offsetting of net derivative positions and cash collateral with the same counterparty when a legal right of offset exists. The following tables provide the fair values of derivative instruments on the Consolidated Balance Sheets, including the amount of cash collateral receivables that were not offset, as the cash collateral was in excess of liability positions.



F-109

## DERIVATIVE INSTRUMENTS ON THE CONSOLIDATED BALANCE SHEETS

(Dollars in millions)

	December 31, 2019			
	Other current assets <sup>(1)</sup>	Other long- term assets	Other current liabilities	Deferred credits and other
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Derivatives designated as hedging instruments:				
Interest rate and foreign exchange instruments	\$ -	\$ 3	\$ (17)	\$ (140)
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Foreign exchange instruments	41	-	(20)	-
Associated offsetting foreign exchange instruments	(20)	-	20	-
Commodity contracts not subject to rate recovery	34	11	(41)	(10)
Associated offsetting commodity contracts	(32)	(2)	32	2
Commodity contracts subject to rate recovery	41	76	(47)	(47)
Associated offsetting commodity contracts	(6)	(3)	6	3
Associated offsetting cash collateral	-	-	14	-
Net amounts presented on the balance sheet	58	85	(53)	(192)
Additional cash collateral for commodity contracts not subject to rate recovery	43	-	-	-
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	25	-	-	-
Total <sup>(2)</sup>	\$ 126	\$ 85	\$ (53)	\$ (192)
<b>SDG&amp;E:</b>				
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 30	\$ 76	\$ (41)	\$ (47)
Associated offsetting commodity contracts	(4)	(3)	4	3
Associated offsetting cash collateral	-	-	14	-
Net amounts presented on the balance sheet	26	73	(23)	(44)
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	16	-	-	-
Total <sup>(2)</sup>	\$ 42	\$ 73	\$ (23)	\$ (44)
<b>SoCalGas:</b>				
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 11	\$ -	\$ (6)	\$ -
Associated offsetting commodity contracts	(2)	-	2	-
Net amounts presented on the balance sheet	9	-	(4)	-
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	9	-	-	-

Total \$ 18 \$ - \$ (4) \$ -

(1) Included in Current Assets: Fixed-Price Contracts and Other Derivatives for SDG&E.

(2) Normal purchase contracts previously measured at fair value are excluded.

F-110

## DERIVATIVE INSTRUMENTS ON THE CONSOLIDATED BALANCE SHEETS

(Dollars in millions)

	December 31, 2018			
	Other current assets <sup>(1)</sup>	Other long- term assets	Other current liabilities	Deferred credits and other
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Derivatives designated as hedging instruments:				
Interest rate and foreign exchange instruments <sup>(2)</sup>	\$ 2	\$ -	\$ (3)	\$ (147)
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Commodity contracts not subject to rate recovery	153	7	(164)	(6)
Associated offsetting commodity contracts	(133)	(3)	133	3
Commodity contracts subject to rate recovery	64	233	(42)	(72)
Associated offsetting commodity contracts	(6)	(2)	6	2
Associated offsetting cash collateral	-	-	-	2
Net amounts presented on the balance sheet	80	235	(70)	(218)
Additional cash collateral for commodity contracts not subject to rate recovery	19	-	-	-
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	33	-	-	-
Total <sup>(3)</sup>	\$ 132	\$ 235	\$ (70)	\$ (218)
<b>SDG&amp;E:</b>				
Derivatives designated as hedging instruments:				
Interest rate instruments <sup>(2)</sup>	\$ -	\$ -	\$ (1)	\$ -
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Commodity contracts subject to rate recovery	60	233	(37)	(72)
Associated offsetting commodity contracts	(6)	(2)	6	2
Associated offsetting cash collateral	-	-	-	2
Net amounts presented on the balance sheet	54	231	(32)	(68)
Additional cash collateral for commodity contracts subject to rate recovery	28	-	-	-
Total <sup>(3)</sup>	\$ 82	\$ 231	\$ (32)	\$ (68)
<b>SoCalGas:</b>				
Derivatives not designated as hedging instruments:				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 4	\$ -	\$ (5)	\$ -
Net amounts presented on the balance sheet	4	-	(5)	-



**COPIA SIMPLE**

- (1) Included in Current Assets: Fixed-Price Contracts and Other Derivatives for SDG&E.
- (2) Includes Otay Mesa VIE. All of SDG&E's amounts relate to Otay Mesa VIE.
- (3) Normal purchase contracts previously measured at fair value are excluded.

For Sempra Energy Consolidated, we expect that net losses of \$26 million, which are net of income tax benefit, that are currently recorded in AOCI related to cash flow hedges will be reclassified into earnings during the next 12 months as the hedged items affect earnings. SoCalGas expects that \$1 million of losses, net of income tax benefit, that are currently recorded in AOCI related to cash flow hedges will be reclassified into earnings during the next 12 months as the hedged items affect earnings. Actual amounts ultimately reclassified into earnings depend on the interest rates in effect when derivative contracts mature.

For all forecasted transactions, the maximum remaining term over which we are hedging exposure to the variability of cash flows at December 31, 2019 is approximately 15 years for Sempra Energy Consolidated. The maximum remaining term for which we are hedging exposure to the variability of cash flows at our equity method investees is 20 years.

F-112

The following table summarizes the effects of derivative instruments not designated as hedging instruments on the Consolidated Statements of Operations.

**UNDESIGNATED DERIVATIVE IMPACTS**

(Dollars in millions)

		Pretax gain (loss) on derivatives recognized in earnings		
		Years ended December 31,		
	Location	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>				
Foreign exchange instruments	Other Income, Net	\$ 25	\$ 3	\$ 49
Commodity contracts not subject to rate recovery	Revenues: Energy-Related Businesses	12	26	16
Commodity contracts subject to rate recovery	Cost of Electric Fuel and Purchased Power	(140)	279	54
Commodity contracts subject to rate recovery	Cost of Natural Gas	3	5	(2)
Total		\$ (100)	\$ 313	\$ 117
<b>SDG&amp;E:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	Cost of Electric Fuel and Purchased Power	\$ (140)	\$ 279	\$ 54
<b>SoCalGas:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	Cost of Natural Gas	\$ 3	\$ 5	\$ (2)

**CONTINGENT FEATURES**

For Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas, certain of our derivative instruments contain credit limits which vary depending on our credit ratings. Generally, these provisions, if applicable, may reduce our credit limit if a specified credit rating agency reduces our ratings. In certain cases, if our credit ratings were to fall below investment grade, the counterparty to these derivative liability instruments could request immediate payment or demand immediate and ongoing full collateralization.

For Sempra Energy Consolidated, the total fair value of this group of derivative instruments in a net liability position at December 31, 2019 and 2018 was \$21 million and \$16 million, respectively. For SoCalGas, the total fair value of this group of derivative instruments in a net liability position at December 31, 2019 and 2018 was \$4 million and \$5 million, respectively. At December 31, 2019, if the credit ratings of Sempra Energy or SoCalGas were reduced

below investment grade, \$21 million and \$4 million, respectively, of additional assets could be required to be posted as collateral for these derivative contracts.

For Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas, some of our derivative contracts contain a provision that would permit the counterparty, in certain circumstances, to request adequate assurance of our performance under the contracts. Such additional assurance, if needed, is not material and is not included in the amounts above.

---

## NOTE 12. FAIR VALUE MEASUREMENTS

### RECURRING FAIR VALUE MEASURES

The three tables below, by level within the fair value hierarchy, set forth our financial assets and liabilities that were accounted for at fair value on a recurring basis at December 31, 2019 and 2018. We classify financial assets and liabilities in their entirety based on the lowest level of input that is significant to the fair value measurement. Our assessment of the significance of a particular input to the fair value measurement requires judgment, and may affect the valuation of fair-valued assets and liabilities, and their placement within the fair value hierarchy.

The fair value of commodity derivative assets and liabilities is presented in accordance with our netting policy, as we discuss in Note 11 under “Financial Statement Presentation.”

F-113

---

The determination of fair values, shown in the tables below, incorporates various factors, including but not limited to, the credit standing of the counterparties involved and the impact of credit enhancements (such as cash deposits, letters of credit and priority interests).

Our financial assets and liabilities that were accounted for at fair value on a recurring basis in the tables below include the following (other than a \$5 million and \$10 million investment at December 31, 2019 and 2018, respectively, measured at NAV):

- Nuclear decommissioning trusts reflect the assets of SDG&E’s NDT, excluding cash balances. A third-party trustee values the trust assets using prices from a pricing service based on a market approach. We validate these prices by comparison to prices from other independent data sources. Securities are valued using quoted prices listed on nationally recognized securities exchanges or based on closing prices reported in the active market in which the identical security is traded (Level 1). Other securities are valued based on yields that are currently available for comparable securities of issuers with similar credit ratings (Level 2).
- For commodity contracts, interest rate derivatives and foreign exchange instruments, we primarily use a market or income approach with market participant assumptions to value these derivatives. Market participant assumptions include those about risk, and the risk inherent in the inputs to the valuation techniques. These inputs can be readily observable, market corroborated, or generally unobservable. We have exchange-traded derivatives that are valued based on quoted prices in active markets for the identical instruments (Level 1). We also may have other commodity derivatives that are valued using industry standard models that consider quoted forward prices for commodities, time value, current market and contractual prices for the underlying instruments, volatility factors, and other relevant economic measures (Level 2). Level 3 recurring items relate to CRRs and long-term, fixed-price electricity positions at SDG&E, as we discuss below in “Level 3 Information.”

- Rabbi Trust investments include marketable securities that we value using a market approach based on closing prices reported in the active market in which the identical security is traded (Level 1). These investments in marketable securities were negligible at both December 31, 2019 and 2018.

F-114

**RECURRING FAIR VALUE MEASURES - SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED**

*(Dollars in millions)*

	Fair value at December 31, 2019			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Nuclear decommissioning trusts:				
Equity securities	\$ 503	\$ 6	\$ -	\$ 509
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	46	11	-	57
Municipal bonds	-	282	-	282
Other securities	-	226	-	226
Total debt securities	46	519	-	565
Total nuclear decommissioning trusts <sup>(1)</sup>	549	525	-	1,074
Interest rate and foreign exchange instruments	-	24	-	24
Commodity contracts not subject to rate recovery	-	11	-	11
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	43	-	-	43
Commodity contracts subject to rate recovery	5	8	95	108
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	11	8	6	25
<b>Total</b>	<b>\$ 608</b>	<b>\$ 576</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 1,285</b>
<b>Liabilities:</b>				
Interest rate and foreign exchange instruments	\$ -	\$ 157	\$ -	\$ 157
Commodity contracts not subject to rate recovery	-	17	-	17
Commodity contracts subject to rate recovery	14	4	67	85
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	(14)	-	-	(14)
<b>Total</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 178</b>	<b>\$ 67</b>	<b>\$ 245</b>
	Fair value at December 31, 2018			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Nuclear decommissioning trusts:				
Equity securities	\$ 407	\$ 4	\$ -	\$ 411
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	43	10	-	53
Municipal bonds	-	269	-	269
Other securities	-	234	-	234



Total debt securities	43	513	-	556
Total nuclear decommissioning trusts <sup>(1)</sup>	450	517	-	967
Interest rate and foreign exchange instruments	-	2	-	2
Commodity contracts not subject to rate recovery	-	24	-	24
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	19	-	-	19
Commodity contracts subject to rate recovery	2	9	278	289
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	28	-	5	33
<b>Total</b>	<b>\$ 499</b>	<b>\$ 552</b>	<b>\$ 283</b>	<b>\$ 1,334</b>
<b>Liabilities:</b>				
Interest rate and foreign exchange instruments	\$ -	\$ 150	\$ -	\$ 150
Commodity contracts not subject to rate recovery	-	34	-	34
Commodity contracts subject to rate recovery	2	5	99	106
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	(2)	-	-	(2)
<b>Total</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 189</b>	<b>\$ 99</b>	<b>\$ 288</b>

<sup>(1)</sup> Excludes cash balances and cash equivalents.

<sup>(2)</sup> Includes the effect of the contractual ability to settle contracts under master netting agreements and with cash collateral, as well as cash collateral not offset.

F-115

## RECURRING FAIR VALUE MEASURES - SDG&E

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2019			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Nuclear decommissioning trusts:				
Equity securities	\$ 503	\$ 6	\$ -	\$ 509
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	46	11	-	57
Municipal bonds	-	282	-	282
Other securities	-	226	-	226
Total debt securities	46	519	-	565
Total nuclear decommissioning trusts <sup>(1)</sup>	549	525	-	1,074
Commodity contracts subject to rate recovery	1	3	95	99
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	10	-	6	16
<b>Total</b>	<b>\$ 560</b>	<b>\$ 528</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 1,189</b>
<b>Liabilities:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	14	-	67	81
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	(14)	-	-	(14)
<b>Total</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 67</b>	<b>\$ 67</b>

**COPIA SIMPLE**

Fair value at December 31, 2018

	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Nuclear decommissioning trusts:				
Equity securities	\$ 407	\$ 4	\$ -	\$ 411
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	43	10	-	53
Municipal bonds	-	269	-	269
Other securities	-	234	-	234
Total debt securities	43	513	-	556
Total nuclear decommissioning trusts <sup>(1)</sup>	450	517	-	967
Commodity contracts subject to rate recovery	1	6	278	285
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	23	-	5	28
Total	\$ 474	\$ 523	\$ 283	\$ 1,280
<b>Liabilities:</b>				
Interest rate instruments	\$ -	\$ 1	\$ -	\$ 1
Commodity contracts subject to rate recovery	2	-	99	101
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(2)</sup>	(2)	-	-	(2)
Total	\$ -	\$ 1	\$ 99	\$ 100

<sup>(1)</sup> Excludes cash balances and cash equivalents.

<sup>(2)</sup> Includes the effect of the contractual ability to settle contracts under master netting agreements and with cash collateral, as well as cash collateral not offset.

F-116

## RECURRING FAIR VALUE MEASURES - SOCALGAS

(Dollars in millions)

	Fair value at December 31, 2019			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 4	\$ 5	\$ -	\$ 9
Effect of netting and allocation of collateral <sup>(1)</sup>	1	8	-	9
Total	\$ 5	\$ 13	\$ -	\$ 18
<b>Liabilities:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ -	\$ 4	\$ -	\$ 4
Total	\$ -	\$ 4	\$ -	\$ 4

	Fair value at December 31, 2018			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Assets:</b>				
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ 1	\$ 3	\$ -	\$ 4

**COPIA SIMPLE**

Effect of netting and allocation of collateral <sup>(1)</sup>	5	-	5
Total	\$ 6	\$ 3	\$ - \$ 9
Liabilities:			
Commodity contracts subject to rate recovery	\$ -	\$ 5	\$ - \$ 5
Total	\$ -	\$ 5	\$ - \$ 5

<sup>(1)</sup> Includes the effect of the contractual ability to settle contracts under master netting agreements and with cash collateral, as well as cash collateral not offset.

### Level 3 Information

The table below sets forth reconciliations of changes in the fair value of CRRs and long-term, fixed-price electricity positions classified as Level 3 in the fair value hierarchy for Sempra Energy Consolidated and SDG&E.

#### LEVEL 3 RECONCILIATIONS<sup>(1)</sup>

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Balance at January 1	\$ 179	\$ (28)	\$ (74)
Realized and unrealized gains (losses)	(184)	209	34
Allocated transmission instruments	6	10	6
Settlements	27	(12)	6
Balance at December 31	\$ 28	\$ 179	\$ (28)
Change in unrealized gains (losses) relating to instruments still held at December 31	\$ (139)	\$ 183	\$ 30

<sup>(1)</sup> Excludes the effect of the contractual ability to settle contracts under master netting agreements.

Inputs used to determine the fair value of CRRs and fixed-price electricity positions are reviewed and compared with market conditions to determine reasonableness. SDG&E expects all costs related to these instruments to be recoverable through customer rates. As such, there is no impact to earnings from changes in the fair value of these instruments.

F-117

CRRs are recorded at fair value based almost entirely on the most current auction prices published by the California ISO, an objective source. Annual auction prices are published once a year, typically in the middle of November, and are the basis for valuing CRRs settling in the following year. For the CRRs settling from January 1 to December 31, the auction price inputs, at a given location, were in the following ranges for the years indicated below:

#### CONGESTION REVENUE RIGHTS AUCTION PRICE INPUTS

Settlement year	Price per MWh		Median price per MWh
2020	\$ (3.77)	to \$ 6.03	\$ (1.58)
2019	(8.57)	to 35.21	(2.94)

2018 (7.25) to 11.99 0.09

The impact associated with discounting is negligible. Because these auction prices are a less observable input, these instruments are classified as Level 3. The fair value of these instruments is derived from auction price differences between two locations. Positive values between two locations represent expected future reductions in congestion costs, whereas negative values between two locations represent expected future charges. Valuation of our CRRs is sensitive to a change in auction price. If auction prices at one location increase (decrease) relative to another location, this could result in a higher (lower) fair value measurement. We summarize CRR volumes in Note 11. Long-term, fixed-price electricity positions that are valued using significant unobservable data are classified as Level 3 because the contract terms relate to a delivery location or tenor for which observable market rate information is not available. The fair value of the net electricity positions classified as Level 3 is derived from a discounted cash flow model using market electricity forward price inputs. The range and weighted-average price of these inputs were as follows:

LONG-TERM, FIXED-PRICE ELECTRICITY POSITIONS PRICE INPUTS					
Settlement year	Price per MWh				Weighted-average price per MWh
2019	\$	21.00	to	\$ 61.15	\$ 37.92
2018		22.20	to	76.85	42.69

A significant increase or decrease in market electricity forward prices would result in a significantly higher or lower fair value, respectively. We summarize long-term, fixed-price electricity position volumes in Note 11. Realized gains and losses associated with CRRs and long-term electricity positions, which are recoverable in rates, are recorded in Cost of Electric Fuel and Purchased Power on the Consolidated Statements of Operations. Because unrealized gains and losses are recorded as regulatory assets and liabilities, they do not affect earnings.

### ***Fair Value of Financial Instruments***

The fair values of certain of our financial instruments (cash, accounts and notes receivable, short-term amounts due to/from unconsolidated affiliates, dividends and accounts payable, short-term debt and customer deposits) approximate their carrying amounts because of the short-term nature of these instruments. Investments in life insurance contracts that we hold in support of our Supplemental Executive Retirement, Cash Balance Restoration and Deferred Compensation Plans are carried at cash surrender values, which represent the amount of cash that could be realized under the contracts. The following table provides the carrying amounts and fair values of certain other financial instruments that are not recorded at fair value on the Consolidated Balance Sheets.

F-118

### **FAIR VALUE OF FINANCIAL INSTRUMENTS**

(Dollars in millions)

		December 31, 2019
Carrying		Fair value





	amount	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>					
Long-term amounts due from unconsolidated affiliates	\$ 742	\$ -	\$ 759	\$ -	\$ 759
Long-term amounts due to unconsolidated affiliates	195	-	184	-	184
Total long-term debt <sup>(1)</sup>	21,247	-	22,638	26	22,664
<b>SDG&amp;E:</b>					
Total long-term debt <sup>(2)</sup>	\$ 5,140	\$ -	\$ 5,662	\$ -	\$ 5,662
<b>SoCalGas:</b>					
Total long-term debt <sup>(3)</sup>	\$ 3,809	\$ -	\$ 4,189	\$ -	\$ 4,189

December 31, 2018					
	Carrying amount	Fair value			Total
		Level 1	Level 2	Level 3	
<b>Sempra Energy Consolidated:</b>					
Long-term amounts due from unconsolidated affiliates	\$ 644	\$ -	\$ 648	\$ 4	\$ 652
Long-term amounts due to unconsolidated affiliates	37	-	35	-	35
Total long-term debt <sup>(4)(5)</sup>	21,340	-	20,616	247	20,863
<b>SDG&amp;E:</b>					
Total long-term debt <sup>(4)(6)</sup>	\$ 4,996	\$ -	\$ 4,897	\$ 220	\$ 5,117
<b>SoCalGas:</b>					
Total long-term debt <sup>(7)</sup>	\$ 3,459	\$ -	\$ 3,505	\$ -	\$ 3,505

- <sup>(1)</sup> Before reductions of unamortized discount and debt issuance costs of \$225 million and excluding finance lease obligations of \$1,289 million.
- <sup>(2)</sup> Before reductions of unamortized discount and debt issuance costs of \$48 million and excluding finance lease obligations of \$1,270 million.
- <sup>(3)</sup> Before reductions of unamortized discount and debt issuance costs of \$34 million and excluding finance lease obligations of \$19 million.
- <sup>(4)</sup> Level 3 instruments include \$220 million related to Otay Mesa VIE.
- <sup>(5)</sup> Before reductions of unamortized discount and debt issuance costs of \$206 million and excluding build-to-suit arrangement and capital lease obligations of \$1,413 million.
- <sup>(6)</sup> Before reductions of unamortized discount and debt issuance costs of \$49 million and excluding capital lease obligations of \$1,272 million.
- <sup>(7)</sup> Before reductions of unamortized discount and debt issuance costs of \$32 million and excluding capital lease obligations of \$3 million.

We provide the fair values for the securities held in the NDT related to SONGS in Note 15.

## NON-RECURRING FAIR VALUE MEASURES

### *Sempra Mexico* *TdM*

In 2017, while TdM was held for sale, Sempra Mexico received a purchase price offer for TdM resulting from negotiations with an active market participant. This new market information indicated that the fair value of TdM

**COPY SIMPLE**

was lower than its carrying value at June 30, 2017. As a result, in the second quarter of 2017, Sempra Mexico further reduced the carrying value of TdM by recognizing a noncash impairment charge of \$71 million in Impairment Losses on Sempra Energy's Consolidated Statements of Operations. A purchase price offer is considered to be a Level 2 input in the fair value hierarchy, as it represents an observable pricing input. TdM was reclassified to held and used in June 2018 when management terminated the sales process.

### ***Sempra Renewables***

#### ***U.S. Wind Investments***

As we discuss in Notes 5 and 6, in June 2018, our board of directors approved a plan to sell all our wind and solar equity method investments at Sempra Renewables. Because of our expectation of a shorter holding period as a result of this plan of sale, we evaluated the recoverability of the carrying amounts of each of these investments and concluded there was an other-than-temporary impairment on certain of our wind equity method investments totaling \$200 million (\$145 million after tax), which we

F-119

---

recorded in Equity Earnings on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations for the year ended December 31, 2018. We measured the estimated fair value of \$145 million at June 25, 2018 using a discounted cash flow model including significant unobservable inputs, adjusted for our applicable ownership percentages, which is a Level 3 measurement in the fair value hierarchy. The key inputs to the methodology were contracted and merchant pricing, and the discount rate. Sempra Renewables completed the sale of its interests in these wind equity method investments in April 2019.

### ***Sempra LNG***

#### ***Non-Utility Natural Gas Storage Assets***

As we discuss in Note 5, in June 2018, our board of directors approved a plan to sell Mississippi Hub, our 90.9% ownership interest in Bay Gas and other non-utility assets (the non-utility natural gas storage assets). We also own a 75.4% interest in LA Storage, a salt cavern development project in Cameron Parish, Louisiana. The LA Storage project also includes an existing 23.3-mile pipeline header system that is not currently contracted.

Because of the plan of sale, we considered a market participant's view of the total value of the non-utility natural gas storage assets and determined that their fair value, less costs to sell, may be less than their carrying value.

Additionally, our inability to secure customer contracts that would support further investment in LA Storage led us to assess and conclude that the full carrying value of these other U.S. midstream assets may not be recoverable. As a result, on June 25, 2018, we recorded an impairment of \$1.3 billion (\$755 million after tax and NCI) in Impairment Losses on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations.

We measured the estimated fair value of \$190 million at June 25, 2018 using a discounted cash flow approach. This approach included unobservable inputs, resulting in a Level 3 measurement in the fair value hierarchy. We considered a market participant's view of the values of the non-utility natural gas storage assets based on an estimation of future net cash flows. To estimate future net cash flows, we considered the non-utility natural gas storage assets' prospects for generating revenues and cash flows beyond their existing contracted capacity and

tenors, including natural gas price volatility and seasonality factors, as well as discount rates commensurate with the risks inherent in the cash flows.

On January 1, 2019, Sempra LNG entered into an agreement to sell Mississippi Hub and Bay Gas to an affiliate of ArcLight Capital Partners for \$332 million, subject to working capital adjustments and \$20 million representing Sempra LNG's purchase of the 9.1% minority interest in Bay Gas immediately prior to and included as part of the sale. On February 7, 2019, Sempra LNG completed this sale. Additionally, in December 2018, Sempra LNG entered into an agreement to sell other non-utility assets for \$5 million; such sale was completed in January 2019. We considered the assets' sales prices negotiated with active market participants to be a relevant and material data input. Accordingly, we updated our fair value analysis to reflect the Level 2 market participant input as the primary indicator of fair value. As a result, on December 31, 2018, we reduced the impairment of \$1.3 billion recorded on June 25, 2018 by \$183 million (\$126 million after tax and NCI), resulting in a total impairment of \$1.1 billion (\$629 million after tax and NCI) for the year ended December 31, 2018, based on a fair value of \$337 million for these non-utility natural gas storage assets.

The table below summarizes significant inputs impacting our non-recurring fair value measures. Additional discussions about the related transactions are provided in Note 5, and as applicable, in Note 6.

**NON-RECURRING FAIR VALUE MEASURES - SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED**

	Measurement date	Estimated fair value (in millions)	Valuation technique	Fair value hierarchy	% of fair value measurement	Inputs used to develop measurement	Range of inputs (weighted average)
Non-utility natural gas storage assets	December 31, 2018	\$ 337	Market approach	Level 2	100%	Assets' sales prices	100%
Non-utility natural gas storage assets	June 25, 2018	\$ 190	Discounted cash flows	Level 3	100%	Storage rates per Dth/month	\$0.06 - \$0.22 (\$0.10) <sup>(1)</sup>
						Discount rate	10% <sup>(2)</sup>
Certain of our U.S. wind equity method investments	June 25, 2018	\$ 145	Discounted cash flows	Level 3	100%	Contracted and observable merchant prices per MWh	\$29 - \$92 <sup>(1)</sup>
						Discount rate	8% - 10% (8.7%) <sup>(2)</sup>
TdM	June 30, 2017	\$ 62	Market approach	Level 2	100%	Purchase price offer	100%

<sup>(1)</sup> Generally, significant increases (decreases) in this input in isolation would result in a significantly higher (lower) fair value measurement.

<sup>(2)</sup> An increase in the discount rate would result in a decrease in fair value.

**NOTE 13. PREFERRED STOCK**

Sempra Energy and SDG&E are authorized to issue up to 50 million and 45 million shares of preferred stock, respectively. At December 31, 2019 and 2018, SDG&E had no preferred stock outstanding. The rights, preferences, privileges and restrictions for any new series of preferred stock would be established by each company's board of directors at the time of issuance.

## SEMPRA ENERGY MANDATORY CONVERTIBLE PREFERRED STOCK

In January 2018, we issued 17,250,000 shares of our 6% mandatory convertible preferred stock, series A (series A preferred stock) in a registered public offering at \$100.00 per share (or \$98.20 per share after deducting underwriting discounts), including 2,250,000 shares purchased by the underwriters from us as a result of fully exercising their option to purchase such shares from us solely to cover overallocments. Each share of series A preferred stock has a liquidation value of \$100.00. We used the net proceeds of approximately \$1.69 billion (net of underwriting discounts and equity issuance costs of \$32 million) to fund a portion of the Merger Consideration, as we discuss in Note 5.

In July 2018, we issued 5,750,000 shares of our 6.75% mandatory convertible preferred stock, series B (series B preferred stock) in a registered public offering at \$100.00 per share (or \$98.35 per share after deducting underwriting discounts), including 750,000 shares purchased by the underwriters from us as a result of fully exercising their option to purchase such shares from us solely to cover overallocments. Each share of series B preferred stock has a liquidation value of \$100.00. We used the net proceeds of approximately \$565 million (net of underwriting discounts and equity issuance costs of \$10 million) to repay commercial paper, to fund working capital and for other general corporate purposes.

### *Mandatory Conversion*

Unless earlier converted, each share of the series A preferred stock and series B preferred stock will automatically convert on the mandatory conversion date of January 15, 2021 and July 15, 2021, respectively. The number of shares of our common stock issuable on conversion of each series of preferred stock will be determined based on the volume-weighted average market value per share of our common stock over the 20-consecutive trading day period beginning on and including the 21st scheduled trading day immediately preceding January 15, 2021 for the series A preferred stock and July 15, 2021 for the series B preferred stock. The following table illustrates the conversion rate per share of each series of preferred stock, subject to certain anti-dilution adjustments.

#### CONVERSION RATES

Applicable market value per share of our common stock	Conversion rate (number of shares of our common stock to be received upon conversion of each share of mandatory convertible preferred stock)
<b>Series A preferred stock</b>	
Greater than \$131.075 (which is the threshold appreciation price)	0.7629 shares (approximately equal to \$100.00 divided by the threshold appreciation price)
Equal to or less than \$131.075 but greater than or equal to \$107.00	Between 0.7629 and 0.9345 shares, determined by dividing \$100.00 by the applicable market value of our common stock
Less than \$107.00 (which is the initial price)	0.9345 shares (approximately equal to \$100.00 divided by the initial price)
<b>Series B preferred stock</b>	
Greater than \$136.50 (which is the threshold appreciation price)	0.7326 shares (approximately equal to \$100.00 divided by the threshold appreciation price)
Equal to or less than \$136.50 but greater than or equal to \$113.75	Between 0.7326 and 0.8791 shares, determined by dividing \$100.00 by the applicable market value of our common stock
Less than \$113.75 (which is the initial price)	0.8791 shares (approximately equal to \$100.00 divided by the initial price)





### ***Conversion at the Option of the Holder***

Generally, and subject to the terms of the respective series of preferred stock, at any time prior to January 15, 2021 for the series A preferred stock and July 15, 2021 for the series B preferred stock, holders may elect to convert each share of their preferred stock into shares of our common stock at the minimum conversion rate, which could result in an aggregate of approximately 13.2 million common shares with respect to conversion of series A preferred stock and 4.2 million common shares with respect to conversion of series B preferred stock, if all outstanding preferred stock under each series were converted early, subject to anti-dilution adjustments. Further, if holders elect to convert any shares of either series of preferred stock during a specified period beginning on the effective date of a fundamental change, as defined in the certificate of determination of preferences of the respective series of preferred stock, such shares of preferred stock will be converted into shares of our common stock at a fundamental change conversion rate, and the holders will also be entitled to receive a fundamental change dividend make-whole amount and accumulated dividend amount.

### ***Dividends***

Dividends on each series of preferred stock are payable quarterly on a cumulative basis when, as and if declared by our board of directors. The first quarterly dividend for the series A preferred stock and series B preferred stock was paid on April 15, 2018 and October 15, 2018, respectively. We may pay quarterly declared dividends in cash or, subject to certain limitations, in shares of our common stock, no par value, or in any combination of cash and shares of our common stock. Shares of common stock used to pay dividends will be valued at 97% of the volume-weighted average price per share over the five-consecutive trading day period beginning on, and including the sixth trading day prior to, the applicable dividend payment date. The holders of each series of preferred stock do not have voting rights with respect to their preferred stock. However, under certain circumstances including nonpayment of dividends for six or more dividend periods, whether or not consecutive, the authorized number of directors on our board of directors will automatically be increased by two and the holders of each series of preferred stock, voting together as a single class with holders of any and all other outstanding preferred stock of equal rank having similar voting rights, will be entitled to elect two directors to fill such newly created directorships. This right shall terminate when all accumulated dividends have been paid in full and the authorized number of directors shall automatically decrease by two, subject to the reversioning of that right in the event of each subsequent nonpayment.

### ***Ranking***

Each series of preferred stock will rank with respect to dividend rights and distribution rights upon our liquidation, winding-up or dissolution:

- senior to our common stock, including our capital stock established in the future, unless the terms of such capital stock expressly provide otherwise;
- on parity with each series of preferred stock, including our capital stock established in the future, unless the terms of such capital stock expressly provide otherwise;
- junior to our capital stock established in the future, if the terms provide that such class of series of new capital stock will rank senior to the series A preferred stock and series B preferred stock;
- junior to our existing and future indebtedness and other liabilities; and

- structurally subordinated to any existing and future indebtedness and other liabilities of our subsidiaries and capital stock of our subsidiaries held by third parties.

## **SOCALGAS PREFERRED STOCK**

SoCalGas is authorized to issue up to an aggregate of 11 million shares of preferred stock, series preferred stock and preference stock. The table below presents preferred stock outstanding at SoCalGas:

<b>PREFERRED STOCK OUTSTANDING</b> <i>(Dollars in millions, except per share amounts)</i>	December 31,	
	2019	2018
\$25 par value, authorized 1,000,000 shares:		
6% Series, 79,011 shares outstanding	\$ 3	\$ 3
6% Series A, 783,032 shares outstanding	19	19
<b>SoCalGas - Total preferred stock</b>	<b>22</b>	<b>22</b>
Less: 50,970 shares of the 6% Series outstanding owned by Pacific Enterprises	(2)	(2)
<b>Sempra Energy - Total preferred stock of subsidiary</b>	<b>\$ 20</b>	<b>\$ 20</b>

F-122

None of SoCalGas' outstanding preferred stock is callable, and no shares are subject to mandatory redemption.

All outstanding shares have one vote per share, cumulative preferences as to dividends and liquidation preferences of \$25 per share plus any unpaid dividends.

In addition to the outstanding preferred stock above, SoCalGas' articles of incorporation authorize 5 million shares of series preferred stock and 5 million shares of preference stock, both without par value and with cumulative preferences as to dividends and liquidation value. The preference stock would rank junior to all series of preferred stock and series preferred stock. Other rights and privileges of any new series of such stock would be established by the SoCalGas board of directors at the time of issuance.

## **NOTE 14. SEMPRA ENERGY - SHAREHOLDERS' EQUITY AND EARNINGS PER COMMON SHARE**

### **SEMPRA ENERGY COMMON STOCK OFFERINGS**

In January 2018, we completed the offering of 26,869,158 shares of our common stock, no par value, in a registered public offering at \$107.00 per share (approximately \$105.07 per share after deducting underwriting discounts), with 23,364,486 shares pursuant to forward sale agreements. We received net proceeds totaling approximately \$2.8 billion to fully settle these shares, as follows:

- \$367 million (net of underwriting discounts and equity issuance costs of \$8 million) to cover overallotment shares of 3,504,672 in the first quarter of 2018 at a settlement price of \$105.07 per share;
- \$900 million (net of underwriting discounts of \$16 million) from the settlement of 8,556,630 shares in the first quarter of 2018 at a forward sale price of \$105.18 per share;
- \$800 million (net of underwriting discounts of \$14 million) from the settlement of 7,651,671 shares in the second quarter of 2018 at forward sale prices ranging from \$104.53 to \$104.58 per share; and
- \$728 million (net of underwriting discounts of \$13 million) from the settlement of 7,156,185 shares in the third quarter of 2019 at a forward sale price of \$101.74 per share.

In July 2018, we completed the offering of 11,212,500 shares of our common stock, no par value, in a registered public offering at \$113.75 per share (approximately \$111.87 per share after deducting underwriting discounts), with 9,750,000 shares pursuant to forward sale agreements. We received net proceeds totaling approximately \$1.2 billion to fully settle these shares, as follows:

- \$164 million (net of underwriting discounts and equity issuance costs of \$3 million) to cover overallotment shares of 1,462,500 in the third quarter of 2018 at a settlement price of \$111.87 per share; and
- \$1,066 million (net of underwriting discounts of \$18 million) from the settlement of 9,750,000 shares in the fourth quarter of 2019 at a forward sale price of \$109.33 per share.

F-123

## EARNINGS PER COMMON SHARE

Basic EPS is calculated by dividing earnings attributable to common shares (from both continuing and discontinued operations) by the weighted-average number of common shares outstanding for the period. Diluted EPS includes the potential dilution of common stock equivalent shares that could occur if securities or other contracts to issue common stock were exercised or converted into common stock.

### EARNINGS (LOSSES) PER COMMON SHARE COMPUTATIONS

(Dollars in millions, except per share amounts; shares in thousands)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>Numerator for continuing operations:</b>			
Income from continuing operations, net of income tax	\$ 1,999	\$ 938	\$ 382
Earnings attributable to noncontrolling interests	(129)	(44)	(67)
Mandatory convertible preferred stock dividends	(142)	(125)	-
Preferred dividends of subsidiary	(1)	(1)	(1)
Earnings from continuing operations attributable to common shares	\$ 1,727	\$ 768	\$ 314
<b>Numerator for discontinued operations:</b>			
Income (loss) from discontinued operations, net of income tax	\$ 363	\$ 188	\$ (31)
Earnings attributable to noncontrolling interests	(35)	(32)	(27)
Earnings (losses) from discontinued operations attributable to common shares	\$ 328	\$ 156	\$ (58)
<b>Numerator for earnings:</b>			
Earnings attributable to common shares	\$ 2,055	\$ 924	\$ 256

Denominator:

Weighted-average common shares outstanding for basic EPS <sup>(1)</sup>	277,904	268,072	251,545
Dilutive effect of stock options and RSUs <sup>(2)</sup>	1,585	919	755
Dilutive effect of common shares sold forward	2,544	861	-
Weighted-average common shares outstanding for diluted EPS	282,033	269,852	252,300

Basic EPS:

Earnings from continuing operations	\$ 6.22	\$ 2.86	\$ 1.25
Earnings (losses) from discontinued operations	\$ 1.18	\$ 0.59	\$ (0.23)
Earnings	\$ 7.40	\$ 3.45	\$ 1.02

Diluted EPS:

Earnings from continuing operations	\$ 6.13	\$ 2.84	\$ 1.24
Earnings (losses) from discontinued operations	\$ 1.16	\$ 0.58	\$ (0.23)
Earnings	\$ 7.29	\$ 3.42	\$ 1.01

<sup>(1)</sup> Includes fully vested RSUs held in our Deferred Compensation Plan of 617 in 2019, 641 in 2018 and 609 in 2017. These fully vested RSUs are included in weighted-average common shares outstanding for basic EPS because there are no conditions under which the corresponding shares will not be issued.

<sup>(2)</sup> Due to market fluctuations of both Semptra Energy common stock and the comparative indices used to determine the vesting percentage of our total shareholder return performance-based RSUs, which we discuss in Note 10, dilutive RSUs may vary widely from period-to-period.

The potentially dilutive impact from stock options and RSUs is calculated under the treasury stock method. Under this method, proceeds based on the exercise price and unearned compensation are assumed to be used to repurchase shares on the open market at the average market price for the period, reducing the number of potential new shares to be issued and sometimes causing an antidilutive effect. The computation of diluted EPS excludes potentially dilutive shares of 80,281 for 2019, 20,814 for 2018 and 237,741 for 2017 because to include them would be antidilutive for the period. However, these shares could potentially dilute basic EPS in the future.

The potentially dilutive impact from the forward sale of our common stock pursuant to the forward sale agreements that we discuss above is reflected in our diluted EPS calculation using the treasury stock method. As of December 31, 2019, we have fully

settled all forward sale agreements and those shares are included in weighted-average shares common shares outstanding for basic EPS.

The potentially dilutive impact from mandatory convertible preferred stock that we issued in 2018 is calculated under the if-converted method. The computation of diluted EPS for the years ended December 31, 2019 and 2018 excludes 17,471,375 and 17,197,035 potentially dilutive shares, respectively, because to include them would be antidilutive for those periods. However, these shares could potentially dilute basic EPS in the future. We discuss the 2018 issuances of our mandatory convertible preferred stock in Note 13.

We are authorized to issue 750 million shares of no par value common stock. The following table provides common stock activity for the last three years.



**COMMON STOCK ACTIVITY**

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Common shares outstanding, January 1	273,769,513	251,358,977	250,152,514
Shares issued under forward sale agreements	16,906,185	21,175,473	-
RSUs vesting <sup>(1)</sup>	463,012	509,042	362,022
Stock options exercised	52,540	138,861	164,454
Savings plan issuance	475,774	553,036	567,428
Common stock investment plan <sup>(2)</sup>	199,253	231,242	254,047
Issuance of RSUs held in our Deferred Compensation Plan	59,470	3,357	7,811
Shares repurchased <sup>(3)</sup>	(212,822)	(200,475)	(149,299)
Common shares outstanding, December 31	291,712,925	273,769,513	251,358,977

<sup>(1)</sup> Includes dividend equivalents.

<sup>(2)</sup> Participants in the Direct Stock Purchase Plan may reinvest dividends to purchase newly issued shares.

<sup>(3)</sup> Generally, we purchase shares of our common stock or units from LTIP participants who elect to sell to us a sufficient number of vested RSUs to meet minimum statutory tax withholding requirements.

**NOTE 15. SAN ONOFRE NUCLEAR GENERATING STATION**

SDG&E has a 20% ownership interest in SONGS, a nuclear generating facility near San Clemente, California, which permanently ceased operations in June 2013 after an extended outage as a result of issues with the steam generators used in the facility. Edison, the majority owner and operator of SONGS, notified SDG&E that it had reached a decision to permanently retire SONGS and seek approval from the NRC to start the decommissioning activities for the entire facility. SONGS is subject to the jurisdiction of the NRC and the CPUC.

SDG&E, and each of the other owners, holds its undivided interest as a tenant in common in the property. Each owner is responsible for financing its share of costs. SDG&E's share of operating expenses is included in Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Statements of Operations.

**SONGS STEAM GENERATOR REPLACEMENT PROJECT**

The replacement steam generators, which caused a water leak due to unexpected tube wear, were designed and provided by MHI. In 2013, Edison instituted arbitration proceedings against MHI seeking recovery of damages resulting from the issues with the steam generators used in SONGS Units 2 and 3. The other SONGS co-owners, SDG&E and the City of Riverside, participated as claimants and respondents.

In March 2017, the International Chamber of Commerce International Court of Arbitration Tribunal (the Tribunal) overseeing the arbitration found MHI liable for breach of contract, subject to a contractual limitation of liability, and rejected claimants' other claims. The Tribunal awarded \$118 million in damages to the SONGS co-owners, but determined that MHI was the prevailing party and awarded it 95% of its arbitration costs. The damage award is offset by these costs, resulting in a net award of approximately \$60 million in favor of the SONGS co-owners. SDG&E's specific allocation of the damage award was \$24 million reduced by costs awarded to MHI of approximately \$12 million, resulting in a net damage award of \$12 million, which was paid by MHI to SDG&E in March 2017. In accordance with the Amended Settlement Agreement discussed below, SDG&E recorded

the proceeds from the MHI arbitration by reducing O&M for previously incurred legal costs of \$11 million, and shared the remaining \$1 million equally between ratepayers and shareholders.

## **SETTLEMENT AGREEMENT TO RESOLVE THE CPUC'S ORDER INSTITUTING INVESTIGATION INTO THE SONGS OUTAGE**

In 2012, in response to the SONGS outage, the CPUC issued the SONGS OII, which was intended to determine the ultimate recovery of the investment in SONGS and the costs incurred since the commencement of the outage.

In 2014, the CPUC issued a final decision approving an Amended Settlement Agreement that provided for various disallowances, refunds and rate recoveries, including authorizing SDG&E to recover in rates its remaining investment in SONGS, excluding its investment in the Steam Generator Replacement Project.

In 2016, the CPUC issued two procedural rulings: the first, to reopen the record of the OII to address the issue of whether the Amended Settlement Agreement is reasonable and in the public interest, and the second, directing parties to the SONGS OII to determine whether an agreement could be reached to modify the Amended Settlement Agreement previously approved by the CPUC, to resolve allegations that unreported *ex parte* communications between Edison and the CPUC resulted in an unfair advantage at the time the settlement agreement was negotiated. In July 2018, the CPUC approved a Revised Settlement Agreement among SDG&E, Edison, Cal PA, TURN and other intervenors that resolved all issues under consideration in the SONGS OII and made one modification to the Amended Settlement Agreement to remove the requirement to fund a GHG emissions reduction research program. In August 2018, parties to the Revised Settlement Agreement submitted a notice that they accepted the settlement agreement, as modified.

In connection with the Revised Settlement Agreement, and in exchange for the release of certain SONGS-related claims, SDG&E and Edison entered into the Utility Shareholder Agreement, described below.

### ***Disallowances, Refunds and Recoveries***

Under the Revised Settlement Agreement, SDG&E and Edison ceased rate recovery of SONGS costs as authorized under the Amended Settlement Agreement as of December 19, 2017, when the present value of their combined remaining SONGS regulatory assets equaled \$775 million, of which \$152 million represents SDG&E's share. Under the Utility Shareholder Agreement, Edison is obligated to pay SDG&E the full amount of SDG&E's revenue requirement not recovered from ratepayers, as described below. In October 2018, SDG&E began refunding to customers SONGS-related amounts recovered in rates after December 19, 2017.

### ***Utility Shareholder Agreement***

In January 2018, SDG&E and Edison entered into the Utility Shareholder Agreement under which Edison has an obligation to compensate SDG&E for the revenue requirement amounts that SDG&E will no longer recover because of the Revised Settlement Agreement. In exchange for Edison's reimbursement, the parties mutually released each other from all claims that each party had or could have asserted related to the steam generator replacement failure and its aftermath. The Utility Shareholder Agreement became effective upon CPUC approval of the Revised Settlement Agreement. Edison's payment obligation commenced in October 2018, and amounts are due to SDG&E quarterly thereafter until April 2022. At December 31, 2019, SDG&E has a receivable from Edison, including

accrued interest, totaling \$86 million, with \$38 million classified as current and \$48 million classified as noncurrent. This receivable reflects amounts Edison is obligated to pay to SDG&E in lieu of amounts SDG&E would have collected from ratepayers associated with the SONGS regulatory asset.

## **NUCLEAR DECOMMISSIONING AND FUNDING**

As a result of Edison's decision to permanently retire SONGS Units 2 and 3, Edison began the decommissioning phase of the plant. We expect the majority of the dismantlement work to take 10 years after receipt of the required permits. The coastal development permit was issued in October 2019. The Samuel Lawrence Foundation filed a writ petition under the California Coastal Act in LA Superior Court in December 2019. The petition seeks to invalidate the permit and to obtain injunctive relief to stop decommissioning work. We expect major decommissioning work to begin in 2020, unless the court issues an injunction. Decommissioning of Unit 1, removed from service in 1992, is largely complete. The remaining work for Unit 1 will be completed once Units 2 and 3 are dismantled and the spent fuel is removed from the site. The spent fuel is currently being stored on-site, until the DOE identifies a spent fuel storage facility and puts in place a program for the fuel's disposal, as we discuss below. SDG&E is responsible for approximately 20% of the total contract price.

F-126

---

In accordance with state and federal requirements and regulations, SDG&E has assets held in the NDT to fund its share of decommissioning costs for SONGS Units 1, 2 and 3. The amounts collected in rates for SONGS' decommissioning are invested in the NDT, which is comprised of externally managed trust funds. Amounts held by the NDT are invested in accordance with CPUC regulations. SDG&E classifies debt and equity securities held in the NDT as available-for-sale. The NDT assets are presented on the Sempra Energy and SDG&E Consolidated Balance Sheets at fair value with the offsetting credits recorded in noncurrent Regulatory Liabilities.

Except for the use of funds for the planning of decommissioning activities or NDT administrative costs, CPUC approval is required for SDG&E to access the NDT assets to fund SONGS decommissioning costs for Units 2 and 3. SDG&E has received authorization from the CPUC to access NDT funds of up to \$455 million for 2013 through 2019 SONGS decommissioning costs. SDG&E has filed for authorization with the CPUC to withdraw up to \$109 million from the NDT for forecasted 2020 SONGS Units 2 and 3 costs as decommissioning costs are incurred. In December 2016, the IRS and the U.S. Department of the Treasury issued proposed regulations that clarify the definition of "nuclear decommissioning costs," which are costs that may be paid for or reimbursed from a qualified trust fund. The proposed regulations state that costs related to the construction and maintenance of independent spent fuel management installations are included in the definition of "nuclear decommissioning costs." The proposed regulations will be effective prospectively once they are finalized. SDG&E is awaiting the adoption of, or additional refinement to, the proposed regulations before determining whether the proposed regulations will allow SDG&E to timely access the NDT funds for reimbursement or payment of the spent fuel management costs incurred in 2017 and subsequent years. Further clarification of the proposed regulations could enable SDG&E to access the NDT to recover spent fuel management costs before Edison reaches final settlement with the DOE regarding the DOE's reimbursement of these costs. Historically, the DOE's reimbursements of spent fuel storage costs have not resulted in timely or complete recovery of these costs. We discuss the DOE's responsibility for spent nuclear fuel

below. The IRS held public hearings on the proposed regulations in October 2017. It is unclear when clarification of the proposed regulations might be provided or when the proposed regulations will be finalized.

### ***Nuclear Decommissioning Trusts***

The amounts collected in rates for SONGS' decommissioning are invested in the NDT, which is comprised of externally managed trust funds. Amounts held by the trusts are invested in accordance with CPUC regulations. These trusts are shown on the Sempra Energy and SDG&E Consolidated Balance Sheets at fair value with the offsetting credits recorded in noncurrent Regulatory Liabilities.

F-127

The following table shows the fair values and gross unrealized gains and losses for the securities held in the NDT. We provide additional fair value disclosures for the NDT in Note 12.

#### **NUCLEAR DECOMMISSIONING TRUSTS**

*(Dollars in millions)*

	Cost	Gross unrealized gains	Gross unrealized losses	Estimated fair value
<b>At December 31, 2019:</b>				
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies <sup>(1)</sup>	\$ 57	\$ -	\$ -	\$ 57
Municipal bonds <sup>(2)</sup>	270	12	-	282
Other securities <sup>(3)</sup>	218	9	(1)	226
Total debt securities	545	21	(1)	565
Equity securities	176	339	(6)	509
Cash and cash equivalents	8	-	-	8
Total	\$ 729	\$ 360	\$ (7)	\$ 1,082
<b>At December 31, 2018:</b>				
Debt securities:				
Debt securities issued by the U.S. Treasury and other U.S. government corporations and agencies	\$ 52	\$ 1	\$ -	\$ 53
Municipal bonds	266	4	(1)	269
Other securities	238	1	(5)	234
Total debt securities	556	6	(6)	556
Equity securities	168	253	(10)	411
Cash and cash equivalents	7	-	-	7
Total	\$ 731	\$ 259	\$ (16)	\$ 974

<sup>(1)</sup> Maturity dates are 2021-2050.

<sup>(2)</sup> Maturity dates are 2020-2056.

<sup>(3)</sup> Maturity dates are 2020-2072.



The following table shows the proceeds from sales of securities in the NDT and gross realized gains and losses on those sales.

**SALES OF SECURITIES IN THE NDT**

*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Proceeds from sales	\$ 914	\$ 890	\$ 1,314
Gross realized gains	24	42	157
Gross realized losses	(5)	(10)	(14)

Net unrealized gains and losses, as well as realized gains and losses that are reinvested in the NDT, are included in noncurrent Regulatory Liabilities on Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Balance Sheets. We determine the cost of securities in the trusts on the basis of specific identification.

**ASSET RETIREMENT OBLIGATION AND SPENT NUCLEAR FUEL**

The present value of SDG&E's ARO related to decommissioning costs for the SONGS units was \$611 million at December 31, 2019. That amount includes the cost to decommission Units 2 and 3, and the remaining cost to complete the decommissioning of Unit 1, which is substantially complete. The ARO for all three units is based on a cost study prepared in 2017 that is pending CPUC approval. The ARO for Units 2 and 3 reflects the acceleration of the start of decommissioning of these units as a result of the early closure of the plant. SDG&E's share of total decommissioning costs in 2019 dollars is approximately \$834 million. We expect SDG&E's undiscounted SONGS decommissioning payments to be \$89 million in 2020, \$82 million in 2021, \$83 million in 2022, \$63 million in 2023, \$46 million in 2024, and \$739 million thereafter.

F-128

**U.S. DEPARTMENT OF ENERGY NUCLEAR FUEL DISPOSAL**

Spent nuclear fuel from SONGS is currently stored on-site in an ISFSI licensed by the NRC or temporarily in spent fuel pools. In October 2015, the CCC approved Edison's application for the proposed expansion of the ISFSI at SONGS. The ISFSI expansion began construction in 2016 and the transfer of the spent nuclear fuel from Units 2 and 3 to the ISFSI began in 2018. Edison suspended this transfer in August 2018 due to an incident that was subsequently resolved to the NRC's satisfaction according to the NRC's supplemental inspection report released in July 2019. Edison resumed spent fuel transfer operations in July 2019. The ISFSI will operate until 2049, when it is assumed that the DOE will have taken custody of all the SONGS spent fuel. The ISFSI would then be decommissioned, and the site restored to its original environmental state. Until then, SONGS owners are responsible for interim storage of spent nuclear fuel at SONGS.

The Nuclear Waste Policy Act of 1982 made the DOE responsible for accepting, transporting, and disposing of spent nuclear fuel. However, it is uncertain when the DOE will begin accepting spent nuclear fuel from SONGS.

This delay will lead to increased costs for spent fuel storage. In November 2019, Edison filed a claim for spent fuel management costs in the U.S. Court of Federal Claims for the time period from January 2017 through July 2018. It is unclear when Edison will pursue litigation claims for spent fuel management costs incurred on or after August 1, 2018. SDG&E will continue to support Edison in its pursuit of claims on behalf of the SONGS co-owners against the DOE for its failure to timely accept the spent nuclear fuel.

## **NUCLEAR INSURANCE**

SDG&E and the other owners of SONGS have insurance to cover claims from nuclear liability incidents arising at SONGS. Currently, this insurance provides \$450 million in coverage limits, the maximum amount available, including coverage for acts of terrorism. In addition, the Price-Anderson Act provides an additional \$110 million of coverage. If a nuclear liability loss occurs at SONGS and exceeds the \$450 million insurance limit, this additional coverage would be available to provide a total of \$560 million in coverage limits per incident.

The SONGS owners, including SDG&E, also maintain nuclear property damage insurance at \$1.5 billion, with a \$500 million property damage sublimit on the ISFSI, which exceeds the minimum federal requirements of \$1.06 billion. This insurance coverage is provided through NEIL. The NEIL policies have specific exclusions and limitations that can result in reduced or eliminated coverage. Insured members as a group are subject to retrospective premium assessments to cover losses sustained by NEIL under all issued policies. SDG&E could be assessed up to \$10.4 million of retrospective premiums based on overall member claims.

The nuclear property insurance program includes an industry aggregate loss limit for non-certified acts of terrorism (as defined by the Terrorism Risk Insurance Act) of \$3.24 billion. This is the maximum amount that will be paid to insured members who suffer losses or damages from these non-certified terrorist acts.

---

## **NOTE 16. COMMITMENTS AND CONTINGENCIES**

### **LEGAL PROCEEDINGS**

We accrue losses for a legal proceeding when it is probable that a loss has been incurred and the amount of the loss can be reasonably estimated. However, the uncertainties inherent in legal proceedings make it difficult to reasonably estimate the costs and effects of resolving these matters. Accordingly, actual costs incurred may differ materially from amounts accrued, may exceed applicable insurance coverage and could materially adversely affect our business, cash flows, results of operations, financial condition and prospects. Unless otherwise indicated, we are unable to estimate reasonably possible losses in excess of any amounts accrued.

At December 31, 2019, loss contingency accruals for legal matters, including associated legal fees, that are probable and estimable were \$68 million for Sempra Energy Consolidated and \$21 million for SoCalGas. Amounts for Sempra Energy Consolidated and SoCalGas include \$10 million for matters related to the Aliso Canyon natural gas storage facility gas leak, which we discuss below. We discuss our policy regarding accrual of legal fees in Note 1.

### ***SDG&E***



### *2007 Wildfire Litigation and Net Cost Recovery Status*

SDG&E has resolved all litigation associated with three wildfires that occurred in October 2007.

As a result of a CPUC decision denying SDG&E's request to recover wildfire costs, SDG&E wrote off the wildfire regulatory asset, resulting in a charge of \$351 million (\$208 million after tax) in the third quarter of 2017. SDG&E applied to the CPUC for rehearing of its decision but, in July 2018, the CPUC denied SDG&E's rehearing request. In November 2018, the California Court of Appeal denied SDG&E's petition to reverse the CPUC's decision. In January 2019, the California Supreme Court denied SDG&E's petition to reverse the decisions of the CPUC and the California Court of Appeal. In October 2019, the U.S. Supreme Court declined to review the decision, effectively ending SDG&E's efforts to recover the wildfire regulatory asset.

### *SoCalGas*

#### *Aliso Canyon Natural Gas Storage Facility Gas Leak*

From October 23, 2015 through February 11, 2016, SoCalGas experienced a natural gas leak from one of the injection-and-withdrawal wells, SS25, at its Aliso Canyon natural gas storage facility in Los Angeles County. As described below in "Civil and Criminal Litigation" and "Regulatory Proceedings," numerous lawsuits, investigations and regulatory proceedings have been initiated in response to the Leak, resulting in significant costs, which together with other Leak-related costs are discussed below in "Cost Estimates and Accounting Impact."

**Civil and Criminal Litigation.** As of February 21, 2020, 393 lawsuits, including approximately 36,000 plaintiffs, are pending against SoCalGas related to the Leak, some of which have also named Sempra Energy. All these cases, other than a matter brought by the Los Angeles County District Attorney and the federal securities class action discussed below, are coordinated before a single court in the LA Superior Court for pretrial management.

In November 2017, in the coordinated proceeding, individuals and business entities filed a Third Amended Consolidated Master Case Complaint for Individual Actions, through which their separate lawsuits will be managed for pretrial purposes. The consolidated complaint asserts causes of action for negligence, negligence per se, private and public nuisance (continuing and permanent), trespass, inverse condemnation, strict liability, negligent and intentional infliction of emotional distress, fraudulent concealment, loss of consortium, wrongful death and violations of Proposition 65 against SoCalGas, with certain causes of action also naming Sempra Energy. The consolidated complaint seeks compensatory and punitive damages for personal injuries, lost wages and/or lost profits, property damage and diminution in property value, injunctive relief, costs of future medical monitoring, civil penalties (including penalties associated with Proposition 65 claims alleging violation of requirements for warning about certain chemical exposures), and attorneys' fees. The court has scheduled an initial trial for June 24, 2020 for a small number of randomly selected individual plaintiffs.

In January 2017, two consolidated class action complaints were filed against SoCalGas and Sempra Energy, one on behalf of a putative class of persons and businesses who own or lease real property within a five-mile radius of the well (the Property Class Action), and a second on behalf of a putative class of all persons and entities conducting business within five miles of the facility (the Business Class Action). Both complaints assert claims for strict liability for ultra-hazardous activities, negligence and violation of the California Unfair Competition Law. The Property Class Action also asserts claims for negligence per se, trespass, permanent and continuing public and private nuisance, and inverse condemnation. The Business Class Action also asserts a claim for negligent interference with prospective economic advantage. Both complaints seek compensatory, statutory and punitive damages, injunctive relief and attorneys' fees. In May 2019, the California Supreme Court ruled that the purely economic damages alleged in the Business Class Action are not recoverable, and in September 2019, in accordance

with the ruling, the LA Superior Court dismissed the strict liability, negligence and negligent interference with prospective economic advantage causes of action in the Business Class Action complaint.

Three property developers filed complaints in July and October of 2018 against SoCalGas and Sempra Energy alleging causes of action for strict liability, negligence per se, negligence, continuing nuisance, permanent nuisance and violation of the California Unfair Competition Law, as well as claims for negligence against certain directors of SoCalGas. The complaints seek compensatory, statutory and punitive damages, injunctive relief and attorneys' fees. In October 2018 and January 2019, complaints were filed on behalf of 51 firefighters stationed near the Aliso Canyon natural gas storage facility who allege they were injured by exposure to chemicals released during the Leak. The complaints against SoCalGas and Sempra Energy assert causes of actions for negligence, negligence per se, private and public nuisance (continuing and permanent), trespass, inverse condemnation, strict liability, negligent and intentional infliction of emotional distress, fraudulent concealment and loss of consortium. The complaints seek compensatory and punitive damages for personal injuries, lost wages and/or lost profits, property damage and diminution in property value, and attorney's fees.

F-130

---

Five shareholder derivative actions are also pending alleging breach of fiduciary duties against certain officers and certain directors of Sempra Energy and/or SoCalGas, four of which were joined in a Consolidated Shareholder Derivative Complaint in August 2017. In November 2019, the Superior Court dismissed the complaints on the grounds that the plaintiffs failed to adequately plead their claims, but gave leave for them to amend the complaints to cure the defects. In February 2020, an amended complaint was filed.

In addition, a federal securities class action alleging violation of the federal securities laws was filed against Sempra Energy and certain of its officers in July 2017 in the U.S. District Court for the Southern District of California. In March 2018, the court dismissed the action with prejudice. The plaintiffs have appealed the dismissal.

Three actions by public entities were filed, including complaints by the County of Los Angeles, on behalf of itself and the people of the State of California, the California Attorney General, acting in an independent capacity and on behalf of the people of the State of California and CARB, and the Los Angeles City Attorney alleging public nuisance, unfair competition, and violations of California Health and Safety Code provisions regarding discharge of contaminants, among other things, which sought injunctive relief, abatement, civil penalties and damages. In February 2019, the LA Superior Court approved a settlement between SoCalGas and the Los Angeles City Attorney's Office, the County of Los Angeles, the California Office of the Attorney General and CARB under which SoCalGas made payments and agreed to provide funding for environmental projects totaling \$120 million, including \$21 million in civil penalties, as well as other safety-related commitments.

In February 2016, the Los Angeles County District Attorney's Office filed a misdemeanor criminal complaint against SoCalGas seeking penalties and other remedies for, among other things, alleged failure to provide timely notice of the Leak pursuant to California Health and Safety Code section 25510(a), Los Angeles County Code section 12.56.030, and Title 19 California Code of Regulations section 2703(a). Pursuant to a settlement agreement with the Los Angeles County District Attorney's Office, SoCalGas agreed to plead no contest to the notice charge and pay the maximum fine of \$75,000, penalty assessments of approximately \$233,500, and operational commitments estimated to cost approximately \$6 million, reimbursements and assessments in exchange for the Los Angeles County District Attorney's Office moving to dismiss the remaining counts at sentencing and settling the complaint (the District Attorney Settlement). SoCalGas completed the commitments and obligations under the



District Attorney Settlement, and in November 2016, the LA Superior Court approved the settlement and entered judgment on the notice charge. Certain individuals who objected to the settlement petitioned the Court of Appeal to vacate the judgment, contending they should be granted restitution. In July 2019, the Court of Appeal denied the petition in part, but remanded the matter to the trial court to give the petitioners an opportunity to prove damages stemming from only the three-day delay in reporting the Leak.

**Regulatory Proceedings.** In January 2016, CalGEM and the CPUC directed an independent analysis of the technical root cause of the Leak to be conducted by Blade. In May 2019, Blade released its report, which concluded that the Leak was caused by a failure of the production casing of the well due to corrosion and that attempts to stop the Leak were not effectively conducted, but did not identify any instances of non-compliance by SoCalGas. Blade concluded that SoCalGas' compliance activities conducted prior to the Leak did not find indications of a casing integrity issue. Blade opined, however, that there were measures, none of which were required by gas storage regulations at the time, that could have been taken to aid in the early identification of corrosion and that, in Blade's opinion, would have prevented or mitigated the Leak. The report also identified well safety practices and regulations that have since been adopted by CalGEM and implemented by SoCalGas, which address most of the root cause of the Leak identified during Blade's investigation.

In June 2019, the CPUC opened an OII to consider penalties against SoCalGas for the Leak, which it later bifurcated into two phases. The first phase will consider whether SoCalGas violated Public Utilities Code Section 451 or other laws, CPUC orders or decisions, rules or requirements, whether SoCalGas engaged in unreasonable and/or imprudent practices with respect to its operation and maintenance of the Aliso Canyon natural gas storage facility or its related record-keeping practices, whether SoCalGas cooperated sufficiently with the Safety Enforcement Division (SED) and Blade during the pre-formal investigation, and whether any of the mitigation proposed by Blade should be implemented to the extent not already done. In November 2019, SED, based largely on the Blade report, alleged a total of 330 violations, asserting that SoCalGas violated California Public Utilities Code Section 451 and failed to cooperate in the investigation and to keep proper records. Hearings in the first phase of the OII are scheduled to begin in April 2020. The second phase will consider whether SoCalGas should be sanctioned for the Leak and what penalties, if any, should be imposed for any violations proven in the first phase, as well as determine the amounts of various costs incurred by SoCalGas and other parties in connection with the Leak and the ratemaking treatment or other disposition of such costs. In a January 2016 emergency proclamation, the Governor ordered the CPUC to ensure that SoCalGas covers costs related to the Leak and its response, while protecting ratepayers. In addition, CalGEM is investigating the Leak.

In February 2017, the CPUC opened a proceeding pursuant to SB 380 to determine the feasibility of minimizing or eliminating the use of the Aliso Canyon natural gas storage facility, while still maintaining energy and electric reliability for the region, but

---

excluding issues with respect to air quality, public health, causation, culpability or cost responsibility regarding the Leak. The first phase established a framework for the hydraulic, production cost and economic modeling assumptions for the potential reduction in usage or elimination of the Aliso Canyon natural gas storage facility. Phase 2 of the proceeding, which will evaluate the impacts of reducing or eliminating the Aliso Canyon natural gas storage facility using the established framework and models, began in the first quarter of 2019. The CPUC has indicated that it expects to issue its report relative to Phase 2 in 2020. In December 2019, the CPUC added a third

phase to consider alternative means for meeting or avoiding the demand for the facility's services if it were eliminated in either 2027 or 2045.

If the Aliso Canyon natural gas storage facility were to be permanently closed, or if future cash flows from its operation were otherwise insufficient to recover its carrying value, it could result in an impairment of the facility and significantly higher than expected operating costs and/or additional capital expenditures, and natural gas reliability and electric generation could be jeopardized. At December 31, 2019, the Aliso Canyon natural gas storage facility had a net book value of \$769 million. Any significant impairment of this asset, or higher operating costs and additional capital expenditures incurred by SoCalGas which may not be recoverable in customer rates, could have a material adverse effect on SoCalGas' and Sempra Energy's results of operations, financial condition and cash flows.

**Cost Estimates and Accounting Impact.** SoCalGas has incurred significant costs for temporary relocation of community residents; to control the well and stop the Leak; to mitigate the natural gas released; to purchase natural gas to replace what was lost through the Leak; to defend against and, in certain cases, settle, civil and criminal litigation arising from the Leak; to pay the costs of the government-ordered response to the Leak including the costs for Blade to conduct the root cause analysis described above; to respond to various government and agency investigations regarding the Leak; and to comply with increased regulation imposed as a result of the Leak. At December 31, 2019, SoCalGas estimates its costs related to the Leak are \$1,116 million (the cost estimate), which includes \$1,086 million of costs recovered or probable of recovery from insurance. This estimate may rise significantly as more information becomes available. Approximately 51% of the cost estimate is for the temporary relocation program (including cleaning costs and certain labor costs). A substantial portion of the cost estimate has been paid, and \$9 million is accrued as Reserve for Aliso Canyon Costs and \$7 million is accrued in Deferred Credits and Other as of December 31, 2019 on SoCalGas' and Sempra Energy's Consolidated Balance Sheets. Except for the amounts paid or estimated to settle certain actions as described above, the cost estimate does not include litigation or regulatory costs as it is not possible at this time to predict the outcome of these actions or reasonably estimate the costs to defend or resolve the actions or the amount of damages, restitution, or civil, administrative or criminal fines, sanctions, penalties or other costs or remedies that may be imposed or incurred, which could be significant. The cost estimate also does not include certain other costs incurred by Sempra Energy associated with defending against shareholder derivative lawsuits and other potential costs that we currently do not anticipate incurring or that we cannot reasonably estimate.

Excluding directors' and officers' liability insurance, we have at least four kinds of insurance policies that together we estimate provide between \$1.2 billion to \$1.4 billion in insurance coverage, depending on the nature of the claims. We have received insurance payments for many of the costs described above, including temporary relocation and associated processing costs, control-of-well expenses, costs of the government-ordered response to the Leak, legal costs and lost gas. We intend to pursue the full extent of our insurance coverage for the costs we have incurred or may incur. There can be no assurance that we will be successful in obtaining additional insurance recovery for these costs. If any costs are not covered by insurance (including any costs in excess of applicable policy limits), if there are significant delays in receiving insurance recoveries, or if the insurance recoveries are subject to income taxes while the associated costs are not tax deductible, such amounts could have a material adverse effect on SoCalGas' and Sempra Energy's cash flows, financial condition and results of operations.

As of December 31, 2019, we recorded the expected recovery of the cost estimate related to the Leak of \$339 million as Insurance Receivable for Aliso Canyon Costs on SoCalGas' and Sempra Energy's Consolidated Balance Sheets. This amount is net of insurance retentions and \$747 million of insurance proceeds we received through December 31, 2019. If we were to conclude that this receivable or a portion of it is no longer probable of recovery from insurers, some or all of this receivable would be charged against earnings, which could have a material adverse effect on SoCalGas' and Sempra Energy's cash flows, financial condition and results of operations.

### *Sempre Mexico*

**Energía Costa Azul.** IEnova has been engaged in a long-running land dispute relating to property adjacent to its ECA LNG Regasification facility near Ensenada, Mexico. A claimant to the adjacent property filed complaints in the federal Agrarian Court challenging the refusal of SEDATU in 2006 to issue a title to him for the disputed property. In November 2013, the federal Agrarian Court ordered that SEDATU issue the requested title and cause it to be registered. Both SEDATU and IEnova challenged

F-132

---

the ruling, due to lack of notification of the underlying process. In May 2019, a federal court in Mexico reversed the ruling. IEnova expects additional proceedings regarding the claims.

Several administrative challenges are pending in Mexico before the Mexican environmental protection agency and the Federal Tax and Administrative Courts seeking revocation of the environmental impact authorization issued to the ECA LNG Regasification facility in 2003. These cases generally allege that the conditions and mitigation measures in the environmental impact authorization are inadequate and challenge findings that the activities of the terminal are consistent with regional development guidelines.

Additionally, in August 2018, a claimant filed a challenge in the federal district court in Ensenada, Baja California in relation to the environmental and social impact permits issued to ECA LNG JV for the potential liquefaction-export project in September 2017 and December 2017, respectively, to allow natural gas liquefaction activities at the ECA LNG Regasification facility. The court issued a provisional injunction in September 2018 and maintained that provisional injunction at an April 2019 hearing. In December 2018, the relevant Mexican regulators approved modifications to the environmental permit that facilitate the development of the proposed natural gas liquefaction facility by ECA LNG JV in two phases. In May 2019, the court canceled the provisional injunction. The claimant has appealed the court's decision. That appeal and the claimant's underlying challenge to the permits remain pending.

Cases involving two parcels of real property have been filed against the ECA LNG Regasification facility. In one case, filed in the federal Agrarian Court in 2006, the plaintiffs seek to annul the recorded property title for a parcel on which the ECA LNG Regasification facility is situated and to obtain possession of a different parcel that allegedly sits in the same place. Another civil complaint filed in the state court was served in April 2012 seeking to invalidate the contract by which the ECA LNG Regasification facility purchased another of the parcels, on the grounds the purchase price was unfair; the plaintiff filed a second complaint in 2013 in the federal Agrarian Court seeking an order that SEDATU issue title to her. In January 2016, the federal Agrarian Court ruled against the plaintiff, and the plaintiff appealed the ruling. In May 2018, the state court dismissed the civil complaint, and the plaintiff has appealed. IEnova expects further proceedings on these two matters.

An unfavorable final decision on these property disputes or permit challenges could materially and adversely affect our existing natural gasification operations and our planned natural gas liquefaction projects currently in development at the ECA LNG Regasification facility and potential ECA LNG JV liquefaction-export project.

**Guaymas-El Oro Segment of the Sonora Pipeline.** IEnova's Sonora natural gas pipeline consists of two segments, the Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas segment, and the Guaymas-El Oro segment. Each segment has its own service agreement with the CFE. In 2015, the Yaqui tribe, with the exception of some members living in the Bâcum community, granted its consent and a right-of-way easement agreement for the construction of the Guaymas-El Oro



segment of the Sonora natural gas pipeline that crosses its territory. Representatives of the BÁCUM community filed a legal challenge in Mexican federal court demanding the right to withhold consent for the project, the stoppage of work in the Yaqui territory and damages. In 2016, the judge granted a suspension order that prohibited the construction of such segment through the BÁCUM community territory. Because the pipeline does not pass through the BÁCUM community, IEnova did not believe the 2016 suspension order prohibited construction in the remainder of the Yaqui territory. Construction of the Guaymas-El Oro segment was completed, and commercial operations began in May 2017.

Following the start of commercial operations of the Guaymas-El Oro segment, IEnova reported damage to the Guaymas-El Oro segment of the Sonora pipeline in the Yaqui territory that has made that section inoperable since August 23, 2017 and, as a result, IEnova declared a force majeure event. In 2017, an appellate court ruled that the scope of the 2016 suspension order encompassed the wider Yaqui territory, which has prevented IEnova from making repairs to put the pipeline back in service. In July 2019, a federal district court ruled in favor of IEnova and held that the Yaqui tribe was properly consulted and that consent from the Yaqui tribe was properly received. Representatives of the BÁCUM community appealed this decision, causing the suspension order preventing IEnova from repairing the damage to the Guaymas-El Oro segment of the Sonora pipeline in the Yaqui territory to remain in place until the appeals process is exhausted.

IEnova exercised its rights under the contract, which included seeking force majeure payments for the two-year period such force majeure payments were required to be made, which ended on August 22, 2019.

In July 2019, the CFE filed a request for arbitration generally to nullify certain contract terms that provide for fixed capacity payments in instances of force majeure and made a demand for substantial damages in connection with the force majeure event. In September 2019, the arbitration process ended when IEnova and the CFE reached an agreement to restart natural gas transportation service on the earlier of completion of repair of the damaged pipeline or January 15, 2020, and to modify the tariff structure and extend the term of the contract by 10 years. In January 2020, IEnova and the CFE agreed to extend the January 15, 2020 new service start date to May 15, 2020. Under the revised agreement, the CFE will resume making payments only when the damaged section of the Guaymas-El Oro segment of the Sonora pipeline is repaired. If the pipeline is not repaired by May 15,

F-133

---

2020 and the parties do not agree on a new service start date, IEnova retains the right to terminate the contract and seek to recover its reasonable and documented costs and lost profits.

If IEnova is unable to make such repairs and resume operations in the Guaymas-El Oro segment of the Sonora pipeline within this time frame or if IEnova terminates the contract and is unable to obtain recovery, there may be a material adverse impact on Sempra Energy's results of operations and cash flows and our ability to recover the carrying value of our investment. The Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas segment of the Sonora pipeline remains in full operation and is not impacted by these developments.

**Sur de Texas-Tuxpan Marine Pipeline.** Sempra Mexico has a 40% interest in IMG JV, a JV with a subsidiary of TC Energy, to build, own and operate the Sur de Texas-Tuxpan natural gas marine pipeline in Mexico. The JV has an agreement to provide the CFE with natural gas transportation services under a 25-year agreement, denominated in U.S. dollars. IMG JV previously received force majeure payments from the CFE from November 2018 through April 2019, after construction delays extended the commercial operation date. In June 2019, the CFE filed a request for arbitration generally to nullify certain contract terms that provide for fixed capacity payments in instances of



force majeure and made a demand for substantial damages in connection with the force majeure event. In September 2019, the JV and the CFE amended the gas transportation services agreement to modify the tariff structure and extend the term of the contract by 10 years, which ended the arbitration process. Construction and commissioning activities on the pipeline were completed in June 2019 and, in September 2019, IMG JV received acceptance from the CFE allowing the pipeline to enter commercial operation and for service under the gas transportation contract to commence.

### ***Other Litigation***

Sempra Energy holds an NCI in RBS Sempra Commodities, a limited liability partnership in the process of being liquidated. NatWest Markets plc, formerly RBS, our partner in the JV, paid an assessment of £86 million (approximately \$138 million in U.S. dollars) in October 2014 to HMRC for denied VAT refund claims filed in connection with the purchase of carbon credit allowances by RBS SEE, a subsidiary of RBS Sempra Commodities. RBS SEE has since been sold to JP Morgan and later to Mercuria Energy Group, Ltd. HMRC asserted that RBS was not entitled to reduce its VAT liability by VAT paid on certain carbon credit purchases during 2009 because RBS knew or should have known that certain vendors in the trading chain did not remit their own VAT to HMRC. After paying the assessment, RBS filed a Notice of Appeal of the assessment with the First-Tier Tribunal. Trial on the matter has been scheduled between November 2, 2020 and December 11, 2020.

In 2015, liquidators filed a claim in the High Court of Justice against RBS and Mercuria Energy Europe Trading Limited (the Defendants) on behalf of 10 companies (the Liquidating Companies) that engaged in carbon credit trading via chains that included a company that traded directly with RBS SEE. The claim alleges that the Defendants' participation in the purchase and sale of carbon credits resulted in the Liquidating Companies' carbon credit trading transactions creating a VAT liability they were unable to pay, and that the Defendants are liable to provide for equitable compensation due to dishonest assistance and for compensation under the U.K. Insolvency Act of 1986. Trial on the matter was held in June and July of 2018, at the close of which the Liquidating Companies asserted that the Defendants were liable to the Liquidating Companies in the amount of £71.5 million (approximately \$95 million in U.S. dollars at December 31, 2019) for dishonest assistance and, to the extent that claim is unsuccessful, to the liquidators in the same amount under the U.K. Insolvency Act of 1986. If the High Court of Justice finds the Defendants liable, it will determine the amount. JP Morgan has notified us that Mercuria Energy Group, Ltd. has sought indemnity for the claim, and JP Morgan has in turn sought indemnity from Sempra Energy and RBS.

While the ultimate outcome remains uncertain, in the third quarter of 2018, we impaired our remaining \$65 million equity method investment in RBS Sempra Commodities.

Certain EFH subsidiaries that we acquired as part of the Merger are defendants in personal injury lawsuits brought in state courts throughout the U.S. As of February 21, 2020, 275 such lawsuits are pending, with 182 such lawsuits having been served. These cases allege illness or death as a result of exposure to asbestos in power plants designed and/or built by companies whose assets were purchased by predecessor entities to the EFH subsidiaries, and generally assert claims for product defects, negligence, strict liability and wrongful death. They seek compensatory and punitive damages. Additionally, in connection with the EFH bankruptcy proceeding, approximately 28,000 proofs of claim were filed on behalf of persons who allege exposure to asbestos under similar circumstances and assert the right to file such lawsuits in the future. We anticipate additional lawsuits will be filed. None of these claims or lawsuits were discharged in the EFH bankruptcy proceeding.

We are also defendants in ordinary routine litigation incidental to our businesses, including personal injury, employment litigation, product liability, property damage and other claims. Juries have demonstrated an increasing willingness to grant large awards, including punitive damages, in these types of cases.

---

## LEASES

A lease exists when a contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration. We determine if an arrangement is or contains a lease at inception of the contract. Some of our lease agreements contain nonlease components, which represent activities that transfer a separate good or service to the lessee. As the lessee for both operating and finance leases, we have elected to combine lease and nonlease components as a single lease component for real estate, fleet vehicles, power generating facilities, and pipelines, whereby fixed or in-substance fixed payments allocable to the nonlease component are accounted for as part of the related lease liability and ROU asset. As the lessor, we have elected to combine lease and nonlease components as a single lease component for real estate and power generating facilities if the timing and pattern of transfer of the lease and nonlease components are the same and the lease component would be classified as an operating lease if accounted for separately.

### *Lessee Accounting*

We have operating and finance leases for real and personal property (including office space, land, fleet vehicles, machinery and equipment, warehouses and other operational facilities) and PPAs with renewable energy and peaker plant facilities.

Some of our leases include options to extend the lease terms for up to 25 years, while others include options to terminate the lease within one year. Our lease liabilities and ROU assets are based on lease terms that may include such options to extend or terminate the lease when it is reasonably certain that we will exercise that option. Certain of our contracts are short-term leases, which have a lease term of 12 months or less at lease commencement. We do not recognize a lease liability or ROU asset arising from short-term leases for all existing classes of underlying assets. In such cases, we recognize short-term lease costs on a straight-line basis over the lease term. Our short-term lease costs for the period reasonably reflect our short-term lease commitments.

Certain of our leases contain escalation clauses requiring annual increases in rent ranging from 2% to 4% or based on the Consumer Price Index. The rentals payable under these leases may increase by a fixed amount each year or by a percentage of a base year. Variable lease payments that are based on an index or rate are included in the initial measurement of our lease liability and ROU asset based on the index or rate at lease commencement and are not remeasured because of changes to the index or rate. Rather, changes to the index or rate are treated as variable lease payments and recognized in the period in which the obligation for those payments is incurred.

Similarly, PPAs for the purchase of renewable energy at SDG&E require lease payments based on a stated rate per MWh produced by the facilities, and we are required to purchase substantially all the output from the facilities. SDG&E is required to pay additional amounts for capacity charges and actual purchases of energy that exceed the minimum energy commitments. Under these contracts, we do not recognize a lease liability or ROU asset for leases for which there are no fixed lease payments. Rather, these variable lease payments are recognized separately as variable lease costs. SDG&E estimates these variable lease payments to be \$326 million in 2020, \$328 million in 2021, \$328 million in 2022, \$327 million in 2023, \$328 million in 2024 and \$3,707 million thereafter.

As of the lease commencement date, we recognize a lease liability for our obligation to make future lease payments, which we initially measure at present value using our incremental borrowing rate at the date of lease commencement, unless the rate implicit in the lease is readily determinable. We determine our incremental borrowing rate based on the rate of interest that we would have to pay to borrow, on a collateralized basis over a similar term, an amount equal to the lease payments in a similar economic environment. We also record a ROU asset for our right to use the underlying asset, which is initially equal to the lease liability and adjusted for lease payments made at or before lease commencement, lease incentives, and any initial direct costs. Like other long-lived assets, we test ROU assets for recoverability whenever events or changes in circumstances have occurred that may affect the recoverability or the estimated useful lives of the ROU assets.

For our operating leases, our non-regulated entities recognize a single lease cost on a straight-line basis over the lease term in operating expenses. The California Utilities recognize this single lease cost on a basis that is consistent with the recovery of such costs in accordance with U.S. GAAP governing rate-regulated operations.

For our finance leases, the interest expense on the lease liability and amortization of the ROU asset are accounted for separately. Our non-regulated entities use the effective interest rate method to account for the imputed interest on the lease liability and amortize the ROU asset on a straight-line basis over the lease term. The California Utilities recognize amortization of the ROU asset on a basis that is consistent with the recovery of such costs in accordance with U.S. GAAP governing rate-regulated operations.

Our leases do not contain any material residual value guarantees, restrictions or covenants.

F-135

Classification of ROU assets and lease liabilities and the weighted-average remaining lease term and discount rate associated with operating and finance leases are summarized in the table below.

**LESSEE INFORMATION ON THE CONSOLIDATED BALANCE SHEETS**

(Dollars in millions)

	December 31, 2019		
	Sempra Energy Consolidated	SDG&E	SoCalGas
<b>Right-of-use assets:</b>			
Operating leases:			
Right-of-use assets	\$ 591	\$ 130	\$ 94
Finance leases:			
Property, plant and equipment	1,353	1,326	27
Accumulated depreciation	(64)	(57)	(7)
Property, plant and equipment, net	1,289	1,269	20
Total right-of-use assets	\$ 1,880	\$ 1,399	\$ 114
<b>Lease liabilities:</b>			
Operating leases:			
Other current liabilities	\$ 52	\$ 27	\$ 18
Deferred credits and other	445	102	75
	497	129	93

**COPIA SIMPLE**

Finance leases:

Current portion of long-term debt and finance leases	26	20	6
Long-term debt and finance leases	1,263	1,250	13
	1,289	1,270	19
Total lease liabilities	\$ 1,786	\$ 1,399	\$ 112

Weighted-average remaining lease term (in years):

Operating leases	13	6	6
Finance leases	19	20	6

Weighted-average discount rate:

Operating leases	6.01%	3.55%	3.73%
Finance leases	14.76%	14.83%	3.23%

The components of lease costs were as follows:

**LESSEE INFORMATION ON THE CONSOLIDATED STATEMENTS OF OPERATIONS<sup>(1)</sup>**

(Dollars in millions)

	Year ended December 31, 2019		
	Sempra Energy Consolidated	SDG&E	SoCalGas
Operating lease costs	\$ 96	\$ 33	\$ 27
Finance lease costs:			
Amortization of ROU assets	24	18	6
Interest on lease liabilities	173	173	-
Total finance lease costs	197	191	6
Short-term lease costs <sup>(2)</sup>	6	2	-
Variable lease costs <sup>(2)</sup>	482	471	10
Total lease costs	\$ 781	\$ 697	\$ 43

<sup>(1)</sup> Includes costs capitalized in PP&E.

<sup>(2)</sup> Short-term leases with variable lease costs are recorded and presented as variable lease costs.

Cash paid for amounts included in the measurement of lease liabilities was as follows:

**LESSEE INFORMATION ON THE CONSOLIDATED STATEMENTS OF CASH FLOWS**

(Dollars in millions)

	Year ended December 31, 2019		
	Sempra Energy Consolidated	SDG&E	SoCalGas
Operating activities:			



Cash paid for operating leases	\$	101	\$	33	\$	27
Cash paid for finance leases		173		173		-
Financing activities:						
Cash paid for finance leases		24		18		6
Increase in operating lease obligations for right-of-use assets		585		158		118
Increase in finance lease obligations for investment in PP&E		38		16		22

The table below presents the maturity analysis of our lease liabilities and reconciliation to the present value of lease liabilities:

**LESSEE MATURITY ANALYSIS OF LIABILITIES**

*(Dollars in millions)*

	December 31, 2019					
	Sempra Energy Consolidated		SDG&E		SoCalGas	
	Operating leases	Finance leases	Operating leases	Finance leases	Operating leases	Finance leases
2020	\$ 75	\$ 198	\$ 30	\$ 192	\$ 22	\$ 6
2021	75	193	32	190	20	3
2022	63	192	22	190	18	2
2023	54	192	17	190	13	2
2024	50	187	15	185	12	2
Thereafter	452	2,629	28	2,624	19	5
Total undiscounted lease payments	769	3,591	144	3,571	104	20
Less: imputed interest	(272)	(2,302)	(15)	(2,301)	(11)	(1)
Total lease liabilities	497	1,289	129	1,270	93	19
Less: current lease liabilities	(52)	(26)	(27)	(20)	(18)	(6)
Long-term lease liabilities	\$ 445	\$ 1,263	\$ 102	\$ 1,250	\$ 75	\$ 13

*Leases that Have Not Yet Commenced*

SDG&E and SoCalGas have lease agreements for future acquisitions of fleet vehicles with an aggregate maximum lease limit of \$174 million. SDG&E and SoCalGas have utilized \$54 million and \$72 million, respectively, of these maximum limits as of December 31, 2019.

Sempra LNG has a lease agreement for office space in Houston, Texas that will commence in February 2020. We expect the future fixed lease payments to begin in 2021 and to be \$1 million in 2021, \$2 million per year in 2022 through 2024, and \$16 million thereafter until expiration in 2031.



### Lease Disclosures Under Previous U.S. GAAP

Rent expense for operating leases was as follows:

#### RENT EXPENSE - OPERATING LEASES

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,	
	2018	2017
Sempra Energy Consolidated	\$ 122	\$ 107
SDG&E	27	28
SoCalGas	41	43

The annual amortization charge for PPAs accounted for as capital leases at both Sempra Energy Consolidated and SDG&E was \$11 million and \$8 million in 2018 and 2017, respectively. The annual depreciation charge for fleet vehicles and other assets in 2018 and 2017 was \$8 million and \$3 million, respectively, at Sempra Energy Consolidated, including \$2 million and \$1 million, respectively, at SDG&E and \$6 million and \$2 million, respectively, at SoCalGas.

The table below presents the future minimum lease payments under previous U.S. GAAP:

#### FUTURE MINIMUM LEASE PAYMENTS

(Dollars in millions)

	December 31, 2018							
	Sempra Energy Consolidated			SDG&E		SoCalGas		
	Build-to-suit arrangement	Operating leases	Capital leases	Operating leases	Capital leases	Operating leases	Capital leases	
2019	\$ 10	\$ 77	\$ 215	\$ 23	\$ 212	\$ 26	\$ 3	
2020	11	55	210	22	210	22	-	
2021	11	53	211	22	211	21	-	
2022	11	50	211	21	211	20	-	
2023	11	42	211	17	211	16	-	
Thereafter	217	253	3,196	48	3,196	28	-	
Total undiscounted lease payments	\$ 271	\$ 530	4,254	\$ 153	4,251	\$ 133	3	
Less: estimated executory costs			(480)		(480)		-	
Less: imputed interest			(2,483)		(2,483)		-	
Total future minimum lease payments			\$ 1,291		\$ 1,288		\$ 3	

### Lessor Accounting

Sempra Mexico is a lessor for certain of its natural gas and ethane pipelines, compressor stations and LPG storage facilities. These operating leases expire at various dates from 2021 through 2039.

Sempra Mexico expects to continue to derive value from the underlying assets associated with its pipelines following the end of their respective lease terms based on the expected remaining useful life, expected market conditions and plans to re-market and re-contract the underlying assets.

Generally, we recognize operating lease income on a straight-line basis over the lease term and evaluate the underlying asset for impairment. Certain of our leases contain rate adjustments or are based on foreign currency exchange rates that may result in lease payments received that vary from one period to the next.

F-138

We provide information below for leases for which we are the lessor.

**LESSOR INFORMATION - SEMPRA ENERGY**

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2019	2018
<b>Assets subject to operating leases:</b>		
Assets held for sale	\$ -	\$ 172
Property, plant and equipment <sup>(1)</sup>	1,038	1,022
Accumulated depreciation	(179)	(142)
Property, plant and equipment, net	\$ 859	\$ 880
<b>Maturity analysis of operating lease payments:</b>		
		December 31, 2019
2020	\$	201
2021		193
2022		193
2023		193
2024		193
Thereafter		2,402
Total undiscounted cash flows	\$	3,375

<sup>(1)</sup> Included in Machinery and Equipment - Pipelines and Storage within the major functional categories of PP&E.

**LESSOR INFORMATION ON THE CONSOLIDATED STATEMENTS OF OPERATIONS - SEMPRA ENERGY**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Fixed lease payments	\$ 200	\$ 194	\$ 193
Variable lease payments	6	72	44
Total revenues from operating leases <sup>(1)</sup>	\$ 206	\$ 266	\$ 237
Depreciation expense	\$ 38	\$ 72	\$ 57

<sup>(1)</sup> Included in Revenues: Energy-Related Businesses on the Consolidated Statements of Operations.

**CONTRACTUAL COMMITMENTS**

### Natural Gas Contracts

SoCalGas has responsibility for procuring natural gas for both SDG&E's and SoCalGas' core customers in a combined portfolio. SoCalGas buys natural gas under short-term and long-term contracts for this portfolio from various producing regions in the southwestern U.S., U.S. Rockies and Canada, primarily based on published monthly bid-week indices.

SoCalGas transports natural gas primarily under long-term firm interstate pipeline capacity agreements that provide for annual reservation charges, which are recovered in rates. SoCalGas has commitments with interstate pipeline companies for firm pipeline capacity under contracts that expire at various dates through 2031.

Sempra LNG has various capacity agreements for natural gas storage and transportation. Transportation costs on these agreements vary based on pipeline capacity.

In May 2017, Sempra LNG received settlement proceeds of \$57 million from a breach of contract claim against a counterparty in bankruptcy court. Of the total proceeds, \$47 million related to a charge we recorded in 2016 resulting from the permanent release of certain pipeline capacity. Sempra LNG recorded the settlement proceeds as a reduction to Energy-Related Businesses Cost of Sales on Sempra Energy's Consolidated Statement of Operations in 2017.

F-139

Payments on our natural gas contracts could exceed the minimum commitment based on portfolio needs. At December 31, 2019, the future minimum payments under existing natural gas contracts and natural gas storage and transportation contracts are as follows:

#### FUTURE MINIMUM PAYMENTS - SEMPRA ENERGY CONSOLIDATED

(Dollars in millions)

	Storage and transportation	Natural gas <sup>(1)</sup>	Total <sup>(1)</sup>
2020	\$ 169	\$ 23	\$ 192
2021	161	15	176
2022	76	11	87
2023	54	11	65
2024	43	12	55
Thereafter	297	7	304
Total minimum payments	\$ 800	\$ 79	\$ 879

<sup>(1)</sup> Excludes amounts related to the LNG purchase agreement discussed below.

#### FUTURE MINIMUM PAYMENTS - SOCALGAS

(Dollars in millions)

	Transportation	Natural gas	Total
2020	\$ 122	\$ 2	\$ 124
2021	117	1	118
2022	36	-	36
2023	23	-	23



**COPIA SIMPLE**

2024	13	-	13
Thereafter	35	-	35
Total minimum payments	\$ 346	\$ 3	\$ 349

Total payments under natural gas contracts and natural gas storage and transportation contracts as well as payments to meet additional portfolio needs at Sempra Energy Consolidated and SoCalGas were as follows:

#### **PAYMENTS UNDER NATURAL GAS CONTRACTS**

*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidated	\$ 1,326	\$ 1,345	\$ 1,429
SoCalGas	1,181	1,169	1,213

#### **LNG Purchase Agreement**

Sempra LNG has a sale and purchase agreement for the supply of LNG to the ECA LNG Regasification facility. The commitment amount is calculated using a predetermined formula based on estimated forward prices of the index applicable from 2020 to 2029. Although this agreement specifies a number of cargoes to be delivered, under its terms, the customer may divert certain cargoes, which would reduce amounts paid under the agreement by Sempra LNG.

F-140

At December 31, 2019, the following LNG commitment amounts are based on the assumption that all cargoes, less those already confirmed to be diverted, under the agreement are delivered:

#### **LNG COMMITMENT AMOUNTS**

*(Dollars in millions)*

2020	\$ 265
2021	368
2022	370
2023	374
2024	387
Thereafter	1,842
Total	\$ 3,606

Actual LNG purchases in 2019, 2018 and 2017 have been significantly lower than the maximum amount provided under the agreement due to the customer electing to divert most cargoes as allowed by the agreement.

### ***Purchased-Power Contracts***

For 2020, SDG&E expects to meet its customer power requirements from the following resource types:

- Long-term contracts: 27% (of which 26% is provided by renewable energy contracts expiring on various dates through 2041)
- Other SDG&E-owned generation and tolling contracts: 59%
- Spot market purchases: 14%

Payments on our purchased-power contracts could exceed the minimum commitments based on energy needs. At December 31, 2019, the future minimum payments under long-term purchased-power contracts for Sempra Energy Consolidated and SDG&E are as follows:

<b>FUTURE MINIMUM PAYMENTS - PURCHASED-POWER CONTRACTS</b>		
<i>(Dollars in millions)</i>		
2020	\$	233
2021		229
2022		233
2023		194
2024		166
Thereafter		904
Total minimum payments <sup>(1)</sup>	\$	1,959

<sup>(1)</sup> Excludes purchase agreements accounted for as finance leases.

Payments on these contracts represent capacity charges and minimum energy and transmission purchases that exceed the minimum commitment. SDG&E is required to pay additional amounts for actual purchases of energy that exceed the minimum energy commitments. Total payments under purchased-power contracts for Sempra Energy Consolidated and SDG&E were \$744 million in 2019, \$712 million in 2018 and \$781 million in 2017.

### ***Construction and Development Projects***

Sempra Energy Consolidated has various capital projects in progress in the U.S. and Mexico. Our total contractual commitments at December 31, 2019 under these projects are approximately \$1,212 million, requiring future payments of \$990 million in 2020, \$56 million in 2021, \$33 million in 2022, \$18 million in 2023, \$14 million in 2024 and \$101 million thereafter. The following is a summary by segment of contractual commitments and contingencies related to such projects.

#### ***SDG&E***

At December 31, 2019, SDG&E has commitments to make future payments of \$57 million for construction projects that include:

- \$49 million for infrastructure improvements for electric and natural gas transmission and distribution systems; and
- \$8 million related to spent fuel management at SONGS.

SDG&E expects future payments under these contractual commitments to be \$20 million in 2020, \$19 million in 2021, \$14 million in 2022, \$1 million in 2023, \$1 million in 2024 and \$2 million thereafter.

### *Sempra Mexico*

At December 31, 2019, Sempra Mexico has commitments to make future payments of \$976 million for construction projects that include:

- \$567 million for liquid fuels terminals;
- \$283 million for natural gas pipelines and ongoing maintenance services; and
- \$126 million for renewables projects.

Sempra Mexico expects future payments under these contractual commitments to be \$791 million in 2020, \$37 million in 2021, \$19 million in 2022, \$17 million in 2023, \$13 million in 2024 and \$99 million thereafter.

### *Sempra LNG*

At December 31, 2019, Sempra LNG has commitments to make future payments of \$179 million primarily for LNG liquefaction development costs and natural gas transportation projects. The future payments under these contractual commitments are all expected to be made in 2020.

## **OTHER COMMITMENTS**

### *SDG&E*

We discuss nuclear insurance and nuclear fuel disposal related to SONGS in Note 15.

In connection with the completion of the Sunrise Powerlink project in 2012, the CPUC required that SDG&E establish a fire mitigation fund to minimize the risk of fire as well as reduce the potential wildfire impact on residences and structures near the Sunrise Powerlink. The future payments for these contractual commitments, for which a liability has been recorded, are expected to be \$4 million per year in 2020 through 2024 and \$282 million thereafter, subject to escalation of 2% per year, for a remaining 50-year period. At December 31, 2019, the present value of these future payments of \$121 million has been recorded as a regulatory asset as the amounts represent a cost that is expected to be recovered from customers in the future.

### *Sempra LNG*

Additional consideration for a 2006 comprehensive legal settlement with the State of California to resolve the Continental Forge litigation included an agreement that, for a period of 18 years beginning in 2011, Sempra LNG would sell to the California Utilities, subject to annual CPUC approval, up to 500 MMcf per day of regasified LNG from Sempra Mexico's ECA LNG Regasification facility that is not delivered or sold in Mexico at the price indexed to the California border minus \$0.02 per MMBtu. There are no specified minimums required, and to date, Sempra LNG has not been required to deliver any natural gas pursuant to this agreement.

## **ENVIRONMENTAL ISSUES**

Our operations are subject to federal, state and local environmental laws. We also are subject to regulations related to hazardous wastes, air and water quality, land use, solid waste disposal and the protection of wildlife. These laws and regulations require that we investigate and correct the effects of the release or disposal of materials at sites

associated with our past and our present operations. These sites include those at which we have been identified as a PRP under the federal Superfund laws and similar state laws.

In addition, we are required to obtain numerous governmental permits, licenses and other approvals to construct facilities and operate our businesses. The related costs of environmental monitoring, pollution control equipment, cleanup costs, and emissions fees are significant. Increasing national and international concerns regarding global warming and mercury, carbon dioxide, nitrogen oxide and sulfur dioxide emissions could result in requirements for additional pollution control equipment or significant emissions fees or taxes that could adversely affect Sempra LNG and Sempra Mexico. The California Utilities' costs to operate their facilities in compliance with these laws and regulations generally have been recovered in customer rates.

We discuss environmental matters related to the natural gas leak at SoCalGas' Aliso Canyon natural gas storage facility above in "Legal Proceedings - SoCalGas - Aliso Canyon Natural Gas Storage Facility Gas Leak."

F-142

#### *Other Environmental Issues*

We generally capitalize the significant costs we incur to mitigate or prevent future environmental contamination or extend the life, increase the capacity, or improve the safety or efficiency of property used in current operations. The following table shows our capital expenditures (including construction work in progress) in order to comply with environmental laws and regulations:

#### **CAPITAL EXPENDITURES FOR ENVIRONMENTAL ISSUES**

(Dollars in millions)

		Years ended December 31,		
		2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidated	\$	80	\$ 100	\$ 91
SDG&E		39	38	46
SoCalGas		41	62	45

We have not identified any significant environmental issues outside the U.S.

At the California Utilities, costs that relate to current operations or an existing condition caused by past operations are generally recorded as a regulatory asset due to the probability that these costs will be recovered in rates.

The environmental issues currently facing us, except for those related to the Aliso Canyon natural gas storage facility leak as we discuss above or resolved during the last three years, include (1) investigation and remediation of the California Utilities' manufactured-gas sites, (2) cleanup of third-party waste-disposal sites used by the California Utilities at which we have been identified as a PRP and (3) mitigation of damage to the marine environment caused by the cooling-water discharge from SONGS.

The table below shows the status at December 31, 2019 of the California Utilities' manufactured-gas sites and the third-party waste-disposal sites for which we have been identified as a PRP:

#### **STATUS OF ENVIRONMENTAL SITES**



	# Sites complete <sup>(1)</sup>	# Sites in process
<b>SDG&amp;E:</b>		
Manufactured-gas sites	3	-
Third-party waste-disposal sites	2	1
<b>SoCalGas:</b>		
Manufactured-gas sites	39	3
Third-party waste-disposal sites	5	2

<sup>(1)</sup> There may be ongoing compliance obligations for completed sites, such as regular inspections, adherence to land use covenants and water quality monitoring.

We record the present value of environmental liabilities when our liability is probable and the costs can be reasonably estimated. In many cases, however, investigations are not yet at a stage where we can determine whether we are liable or, if the liability is probable, to reasonably estimate the amount or range of amounts of the costs. Estimates of our liability are further subject to uncertainties such as the nature and extent of site contamination, evolving cleanup standards and imprecise engineering evaluations. We review our accruals periodically and, as investigations and cleanups proceed, we make adjustments as necessary.

F-143

The following table shows our accrued liabilities for environmental matters at December 31, 2019. Of the total liability, \$15 million is recorded on a discounted basis, with discount rates ranging from 1.5% to 3%.

## ACCRUED LIABILITIES FOR ENVIRONMENTAL MATTERS

(Dollars in millions)

	Manufactured- gas sites	Waste disposal sites (PRP) <sup>(1)</sup>	Other hazardous waste sites	Total <sup>(2)</sup>
SDG&E <sup>(3)</sup>	\$ -	\$ 2	\$ 3	\$ 5
SoCalGas <sup>(4)</sup>	43	2	-	45
Other	-	1	-	1
<b>Total Sempra Energy</b>	<b>\$ 43</b>	<b>\$ 5</b>	<b>\$ 3</b>	<b>\$ 51</b>

<sup>(1)</sup> Sites for which we have been identified as a PRP.

<sup>(2)</sup> Includes \$7 million, \$1 million and \$6 million classified as current liabilities, and \$44 million, \$4 million and \$39 million classified as noncurrent liabilities on Sempra Energy's, SDG&E's and SoCalGas' Consolidated Balance Sheets, respectively.

<sup>(3)</sup> Does not include SDG&E's liability for SONGS marine environment mitigation.

<sup>(4)</sup> Does not include SoCalGas' liability for environmental matters for the Leak at the Aliso Canyon natural gas storage facility. We discuss matters related to the Leak above in "Legal Proceedings - SoCalGas - Aliso Canyon Natural Gas Storage Facility Gas Leak."

In connection with the issuance of operating permits, SDG&E and the other owners of SONGS previously reached an agreement with the CCC to mitigate the damage to the marine environment caused by the cooling-water discharge from SONGS during its operation. SONGS' early retirement, described in Note 15, does not reduce SDG&E's mitigation obligation. SDG&E's share of the estimated mitigation costs is \$85 million, of which \$46 million has been incurred through December 31, 2019 and \$39 million is accrued for remaining costs through 2053,

which is recoverable in rates and included in noncurrent Regulatory Assets on Sempra Energy's and SDG&E's Consolidated Balance Sheets. Work on the artificial reef that was dedicated in 2008 continues.

The CCC has stated that it now requires an expansion of the reef because the existing reef may be too small to consistently meet the performance standards. In 2018, the CPUC approved a joint motion filed by SDG&E, Edison, TURN and Cal PA requesting approval of a settlement agreement that amends the rate recovery application and allows costs to be recorded to a memorandum account until rate recovery is approved. In August 2019, Edison and SDG&E submitted an updated cost forecast to the CPUC for rate recovery approval when the project's coastal development permit was approved. The CPUC approved the updated cost forecast in December 2019, with rates going into effect on January 1, 2020. SDG&E's share of the reef expansion costs currently forecasted through September 2020 is approximately \$4 million, of which \$3 million has been incurred through December 31, 2019 and \$1 million is payable for remaining costs through September 2020.

We expect future payments related to our environmental liabilities on an undiscounted basis to be \$9 million in 2020, \$32 million in 2021, \$2 million in 2022, \$2 million in 2023, \$1 million in 2024 and \$50 million thereafter.

## NOTE 17. SEGMENT INFORMATION

We have five separately managed reportable segments, as follows:

- *SDG&E* provides electric service to San Diego and southern Orange counties and natural gas service to San Diego County.
- *SoCalGas* is a natural gas distribution utility, serving customers throughout most of Southern California and part of central California.
- *Sempra Texas Utilities* holds our investment in Oncor Holdings, which, at December 31, 2019, owns an 80.25% interest in Oncor, a regulated electric transmission and distribution utility serving customers in the north-central, eastern and western and panhandle regions of Texas, and our indirect, 50% interest in Sharyland Holdings, which owns a regulated electric transmission and distribution utility serving customers near the Texas-Mexico border. As we discuss in Note 5, we acquired our investment in Oncor Holdings in March 2018 and Sharyland Holdings in May 2019.
- *Sempra Mexico* develops, owns and operates, or holds interests in, natural gas, electric, LNG, LPG, ethane and liquid fuels infrastructure, and has marketing operations for the purchase of LNG and the purchase and sale of natural gas in Mexico.
- *Sempra LNG* (previously known as Sempra LNG & Midstream) develops projects for the export of LNG, holds an interest in a facility for the export of LNG, owns and operates natural gas pipelines, and buys, sells and transports natural gas through its

marketing operations, all within the U.S. and Mexico. In February 2019, we completed the sale of our natural gas storage assets at Mississippi Hub and Bay Gas.

In December 2018, Sempra Renewables completed the sale of all its operating solar assets, solar and battery storage development projects and one wind generation facility. In April 2019, Sempra Renewables completed the sale of its remaining wind assets and investments. Upon completion of this sale, remaining nominal business activities at Sempra Renewables were subsumed into Parent and other and the Sempra Renewables segment ceased to exist. The tables below include amounts from Sempra Renewables up until cessation of the segment.

As we discuss in Note 5, the financial information related to our businesses that constituted the Sempra South American Utilities segment has been reclassified to discontinued operations for all periods presented. The information in the tables below excludes amounts from discontinued operations unless otherwise noted.

We evaluate each segment's performance based on its contribution to Sempra Energy's reported earnings and cash flows. The California Utilities operate in essentially separate service territories, under separate regulatory frameworks and rate structures set by the CPUC and the FERC. We describe the accounting policies of all of our segments in Note 1.

The cost of common services shared by the business segments is assigned directly or allocated based on various cost factors, depending on the nature of the service provided. Interest income and expense is recorded on intercompany loans. The loan balances and related interest are eliminated in consolidation.

The following tables show selected information by segment from our Consolidated Statements of Operations and Consolidated Balance Sheets. We provide information about our equity method investments by segment in Note 6. Amounts labeled as "All other" in the following tables consist primarily of activities of parent organizations and include certain nominal amounts from our South American businesses that did not qualify for treatment as discontinued operations.

F-145

## SEGMENT INFORMATION

(Dollars in millions)

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>REVENUES</b>			
SDG&E	\$ 4,925	\$ 4,568	\$ 4,476
SoCalGas	4,525	3,962	3,785
Sempra Mexico	1,375	1,376	1,196
Sempra Renewables	10	124	94
Sempra LNG	410	472	540
All other	3	-	-
Adjustments and eliminations	(3)	(3)	(1)
Intersegment revenues <sup>(1)</sup>	(416)	(397)	(450)
Total	\$ 10,829	\$ 10,102	\$ 9,640
<b>INTEREST EXPENSE</b>			
SDG&E <sup>(2)</sup>	\$ 411	\$ 221	\$ 203
SoCalGas	141	115	102
Sempra Mexico	119	120	97
Sempra Renewables	3	19	15
Sempra LNG	35	21	39
All other	450	496	284
Intercompany eliminations	(82)	(106)	(118)
Total	\$ 1,077	\$ 886	\$ 622
<b>INTEREST INCOME</b>			

**COPIA SIMPLE**

SDG&E	\$	4	\$	4	\$	-
SoCalGas		2		2		1
Sempra Mexico		78		65		23
Sempra Renewables		11		12		7
Sempra LNG		61		49		56
All other		4		14		-
Intercompany eliminations		(73)		(61)		(63)
Total	\$	87	\$	85	\$	24
<b>DEPRECIATION AND AMORTIZATION</b>						
SDG&E	\$	760	\$	688	\$	670
SoCalGas		602		556		515
Sempra Mexico		183		175		156
Sempra Renewables		-		27		38
Sempra LNG		10		26		42
All other		14		19		15
Total	\$	1,569	\$	1,491	\$	1,436
<b>INCOME TAX EXPENSE (BENEFIT)</b>						
SDG&E	\$	171	\$	173	\$	155
SoCalGas		120		92		160
Sempra Mexico		227		185		227
Sempra Renewables		4		71		(226)
Sempra LNG		(5)		(435)		(119)
All other		(202)		(135)		741
Total	\$	315	\$	(49)	\$	938

F-146

**SEGMENT INFORMATION (CONTINUED)**

(Dollars in millions)

	Years ended December 31 or at December 31,		
	2019	2018	2017
EARNINGS (LOSSES) ATTRIBUTABLE TO COMMON SHARES			
SDG&E	\$ 767	\$ 669	\$ 407
SoCalGas	641	400	396
Sempra Texas Utilities	528	371	-
Sempra Mexico	253	237	169
Sempra Renewables	59	328	252
Sempra LNG	(6)	(617)	150
Discontinued operations	328	156	(58)
All other	(515)	(620)	(1,060)
Total	\$ 2,055	\$ 924	\$ 256



EXPENDITURES FOR PROPERTY, PLANT & EQUIPMENT			
SDG&E	\$ 1,522	\$ 1,542	\$ 1,555
SoCalGas	1,439	1,538	1,367
Sempra Mexico	624	368	248
Sempra Renewables	2	51	497
Sempra LNG	112	31	20
All other	9	14	18
Total	\$ 3,708	\$ 3,544	\$ 3,705
ASSETS			
SDG&E	\$ 20,560	\$ 19,225	\$ 17,844
SoCalGas	17,077	15,389	14,159
Sempra Texas Utilities	11,619	9,652	-
Sempra Mexico	9,938	9,165	8,554
Sempra Renewables	-	2,549	2,898
Sempra LNG	3,901	4,060	4,872
Discontinued operations	3,958	3,718	3,561
All other	749	1,070	1,351
Intersegment receivables	(2,137)	(4,190)	(2,785)
Total	\$ 65,665	\$ 60,638	\$ 50,454
GEOGRAPHIC INFORMATION			
Long-lived assets <sup>(3)</sup> :			
United States	\$ 43,719	\$ 40,611	\$ 31,487
Mexico	6,355	5,800	5,363
Total	\$ 50,074	\$ 46,411	\$ 36,850
Revenues <sup>(4)</sup> :			
United States	\$ 9,574	\$ 8,840	\$ 8,547
Mexico	1,255	1,262	1,093
Total	\$ 10,829	\$ 10,102	\$ 9,640

- (1) Revenues for reportable segments include intersegment revenues of \$5 million, \$69 million, \$120 million and \$222 million for 2019; \$4 million, \$64 million, \$114 million and \$215 million for 2018; and \$7 million, \$74 million, \$103 million and \$266 million for 2017 for SDG&E, SoCalGas, Sempra Mexico and Sempra LNG, respectively.
- (2) As we discuss in Note 2, in accordance with adoption of the lease standard on January 1, 2019, on a prospective basis, a significant portion of finance lease costs for PPAs that have historically been presented in Cost of Electric Fuel and Purchased Power are now presented in Interest Expense.
- (3) Includes net PP&E and investments.
- (4) Amounts are based on where the revenue originated, after intercompany eliminations.

## NOTE 18. QUARTERLY FINANCIAL DATA (UNAUDITED)

We provide quarterly financial information for Sempra Energy Consolidated, SDG&E and SoCalGas below:

## SEMPRA ENERGY

(In millions, except per share amounts)

	Quarters ended			
	March 31	June 30	September 30	December 31
<b>2019:</b>				
Revenues	\$ 2,898	\$ 2,230	\$ 2,758	\$ 2,943
Expenses and other income	\$ 2,397	\$ 1,944	\$ 2,310	\$ 2,444
Income from continuing operations, net of income tax	\$ 560	\$ 357	\$ 653	\$ 429
(Loss) income from discontinued operations, net of income tax	(42)	78	256	71
Net income	\$ 518	\$ 435	\$ 909	\$ 500
Earnings attributable to common shares	\$ 441	\$ 354	\$ 813	\$ 447
Basic EPS <sup>(1)</sup> :				
Earnings from continuing operations	\$ 1.79	\$ 1.03	\$ 2.04	\$ 1.36
(Losses) earnings from discontinued operations	\$ (0.19)	\$ 0.26	\$ 0.89	\$ 0.21
Earnings	\$ 1.60	\$ 1.29	\$ 2.93	\$ 1.57
Weighted-average common shares outstanding	274.7	275.0	277.4	284.6
Diluted EPS <sup>(1)</sup> :				
Earnings from continuing operations <sup>(2)</sup>	\$ 1.78	\$ 1.01	\$ 2.00	\$ 1.34
(Losses) earnings from discontinued operations	\$ (0.19)	\$ 0.25	\$ 0.84	\$ 0.21
Earnings <sup>(2)</sup>	\$ 1.59	\$ 1.26	\$ 2.84	\$ 1.55
Weighted-average common shares outstanding	277.2	279.6	295.8	288.8
<b>2018:</b>				
Revenues	\$ 2,536	\$ 2,175	\$ 2,565	\$ 2,826
Expenses and other income	\$ 1,943	\$ 3,358	\$ 2,220	\$ 1,867
Income (loss) from continuing operations, net of income tax	\$ 330	\$ (585)	\$ 280	\$ 913
Income from discontinued operations, net of income tax	28	55	54	51
Net income (loss)	\$ 358	\$ (530)	\$ 334	\$ 964
Earnings (losses) attributable to common shares	\$ 347	\$ (561)	\$ 274	\$ 864
Basic EPS <sup>(1)</sup> :				
Earnings (losses) from continuing operations	\$ 1.26	\$ (2.29)	\$ 0.83	\$ 3.00
Earnings from discontinued operations	\$ 0.08	\$ 0.18	\$ 0.17	\$ 0.15
Earnings (losses)	\$ 1.34	\$ (2.11)	\$ 1.00	\$ 3.15
Weighted-average common shares outstanding	257.9	265.8	273.9	274.3
Diluted EPS <sup>(1)(3)</sup> :				
Earnings (losses) from continuing operations <sup>(2)</sup>	\$ 1.25	\$ (2.29)	\$ 0.82	\$ 2.89
Earnings from discontinued operations	\$ 0.08	\$ 0.18	\$ 0.17	\$ 0.14
Earnings (losses) <sup>(2)</sup>	\$ 1.33	\$ (2.11)	\$ 0.99	\$ 3.03
Weighted-average common shares outstanding	259.5	265.8	275.9	296.4

<sup>(1)</sup> EPS is computed independently for each of the quarters and therefore may not sum to the total for the year.

- (2) In the quarters ended September 30, 2019 and December 31, 2018, due to the dilutive effect of certain mandatory convertible preferred stock, the numerator used to calculate diluted EPS included an add-back of related mandatory convertible preferred stock dividends declared in those quarters.
- (3) In the quarter ended June 30, 2018, the total weighted-average potentially dilutive securities were not included in the computation of losses per common share since to do so would have decreased the loss per share.

In April 2019, Sempra Renewables completed the sale of its remaining wind assets and investments and recognized a pretax gain on sale of \$61 million (\$45 million after tax). We discuss the sale and related gain in Note 5. In June 2018, we recorded impairment charges totaling \$1.5 billion (\$900 million after tax and NCI), which included \$1.3 billion (\$755 million after tax and NCI) at Sempra LNG and \$200 million (\$145 million after tax) at Sempra Renewables. In December

F-148

**COPIA SIMPLE**

2018, we reduced the impairment charge at Sempra LNG by \$183 million (\$126 million after tax and NCI). We discuss the impairments in Notes 5 and 12. In December 2018, we completed the sale of our U.S. operating solar assets, solar and battery storage development projects, as well as an interest in one wind facility, and recognized a pretax gain on sale of \$513 million (\$367 million after tax). We discuss the sale and related gain in Note 5. In September 2018, we impaired our remaining equity method investment in RBS Sempra Commodities by recording a charge of \$65 million in Equity Earnings. We discuss matters related to RBS Sempra Commodities further in Note 16.

#### SDG&E

(Dollars in millions)

	Quarters ended			
	March 31	June 30	September 30	December 31
<b>2019:</b>				
Operating revenues	\$ 1,145	\$ 1,094	\$ 1,427	\$ 1,259
Operating expenses	883	831	1,004	894
Operating income	\$ 262	\$ 263	\$ 423	\$ 365
Net income	\$ 177	\$ 146	\$ 266	\$ 185
Earnings attributable to noncontrolling interest	(1)	(3)	(3)	-
Earnings attributable to common shares	\$ 176	\$ 143	\$ 263	\$ 185
<b>2018:</b>				
Operating revenues	\$ 1,055	\$ 1,051	\$ 1,299	\$ 1,163
Operating expenses	807	836	999	916
Operating income	\$ 248	\$ 215	\$ 300	\$ 247
Net income	\$ 169	\$ 146	\$ 216	\$ 145
Losses (earnings) attributable to noncontrolling interest	1	-	(11)	3
Earnings attributable to common shares	\$ 170	\$ 146	\$ 205	\$ 148

#### SOCALGAS

(Dollars in millions)

**COPIA SIMPLE**

	Quarters ended			
	March 31	June 30	September 30	December 31
<b>2019:</b>				
Operating revenues	\$ 1,361	\$ 806	\$ 975	\$ 1,383
Operating expenses	1,060	747	762	1,000
Operating income	\$ 301	\$ 59	\$ 213	\$ 383
Net income	\$ 264	\$ 31	\$ 143	\$ 204
Dividends on preferred stock	-	(1)	-	-
Earnings attributable to common shares	\$ 264	\$ 30	\$ 143	\$ 204
<b>2018:</b>				
Operating revenues	\$ 1,126	\$ 772	\$ 802	\$ 1,262
Operating expenses	848	703	797	1,023
Operating income	\$ 278	\$ 69	\$ 5	\$ 239
Net income (loss)	\$ 225	\$ 34	\$ (14)	\$ 156
Dividends on preferred stock	-	(1)	-	-
Earnings (losses) attributable to common shares	\$ 225	\$ 33	\$ (14)	\$ 156

SoCalGas recognizes annual authorized revenue for core natural gas customers using seasonal factors established in the Triennial Cost Allocation Proceeding. Accordingly, a significant portion of SoCalGas' annual earnings are recognized in the first and fourth quarters each year.

F-149

## SCHEDULE I - SEMPRA ENERGY

### INDEX TO CONDENSED FINANCIAL INFORMATION OF PARENT

Condensed Statements of Operations for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017	S-2
Condensed Statements of Comprehensive Income (Loss) for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017	S-3
Condensed Balance Sheets at December 31, 2019 and 2018	S-4
Condensed Statements of Cash Flows for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017	S-5
Notes to Condensed Financial Information of Parent	S-6

S-1

## SEMPRA ENERGY

### CONDENSED STATEMENTS OF OPERATIONS

(Dollars in millions, except per share amounts; shares in thousands)



**COPY SIMPLE**

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Interest income	\$ 3	\$ 14	\$ -
Interest expense	(521)	(495)	(293)
Operating expenses	(124)	(82)	(80)
Other income (expense), net	59	(16)	100
Income tax benefit	163	154	33
Loss before equity in earnings of subsidiaries	(420)	(425)	(240)
Equity in earnings of subsidiaries, net of income taxes	2,617	1,474	496
Net income	2,197	1,049	256
Mandatory convertible preferred stock dividends	(142)	(125)	-
Earnings	\$ 2,055	\$ 924	\$ 256
Basic EPS:			
Earnings	\$ 7.40	\$ 3.45	\$ 1.02
Weighted-average common shares outstanding	277,904	268,072	251,545
Diluted EPS:			
Earnings	\$ 7.29	\$ 3.42	\$ 1.01
Weighted-average common shares outstanding	282,033	269,852	252,300

See Notes to Condensed Financial Information of Parent.

S-2

## SEMPRA ENERGY

### CONDENSED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME (LOSS)

(Dollars in millions)

	Years ended December 31, 2019, 2018 and 2017		
	Pretax amount	Income tax benefit (expense)	Net-of-tax amount
<b>2019:</b>			
Net income	\$ 2,034	\$ 163	\$ 2,197
Other comprehensive income (loss):			
Foreign currency translation adjustments	(43)	-	(43)
Financial instruments	(161)	53	(108)
Pension and other postretirement benefits	25	(7)	18
Total other comprehensive loss	(179)	46	(133)
Comprehensive income	\$ 1,855	\$ 209	\$ 2,064
<b>2018:</b>			
Net income	\$ 895	\$ 154	\$ 1,049
Other comprehensive income (loss):			
Foreign currency translation adjustments	(144)	-	(144)

Financial instruments	64	(21)	43
Pension and other postretirement benefits	(38)	4	(34)
Total other comprehensive loss	(118)	(17)	(135)
Comprehensive income	\$ 777	\$ 137	\$ 914
<b>2017:</b>			
Net income	\$ 223	\$ 33	\$ 256
Other comprehensive income (loss):			
Foreign currency translation adjustments	107	-	107
Financial instruments	2	1	3
Pension and other postretirement benefits	20	(8)	12
Total other comprehensive income	129	(7)	122
Comprehensive income	\$ 352	\$ 26	\$ 378

*See Notes to Condensed Financial Information of Parent.*

S-3

**SEMPRA ENERGY**  
**CONDENSED BALANCE SHEETS**  
*(Dollars in millions)*

	December 31, 2019	December 31, 2018
<b>Assets:</b>		
Cash and cash equivalents	\$ 6	\$ 14
Due from affiliates	98	93
Income taxes receivable, net	-	397
Other current assets	34	9
Total current assets	138	513
Investments in subsidiaries	32,604	28,778
Due from affiliates	3	3
Deferred income taxes	1,766	1,554
Other long-term assets	682	572
Total assets	\$ 35,193	\$ 31,420
<b>Liabilities and shareholders' equity:</b>		
Current portion of long-term debt	\$ 1,399	\$ 1,498
Due to affiliates	369	287
Income taxes payable, net	274	-
Other current liabilities	561	527
Total current liabilities	2,603	2,312

Long-term debt	8,856	9,647
Due to affiliates	3,138	1,812
Other long-term liabilities	667	511
Commitments and contingencies (Note 4)		
Shareholders' equity	19,929	17,138
Total liabilities and shareholders' equity	\$ 35,193	\$ 31,420

See Notes to Condensed Financial Information of Parent.

S-4

**SEMPRA ENERGY**  
**CONDENSED STATEMENTS OF CASH FLOWS**  
*(Dollars in millions)*

	Years ended December 31,		
	2019	2018	2017
Net cash provided by operating activities	\$ 294	\$ 213	\$ 89
Expenditures for property, plant and equipment	(8)	(11)	(11)
Expenditures for acquisition	-	(329)	-
Capital contributions to investees	(1,528)	(9,457)	-
Increase in loans to affiliates, net	-	(1)	-
Expenditures for Merger-related costs	-	-	(12)
Other	4	-	-
Net cash used in investing activities	(1,532)	(9,798)	(23)
Common stock dividends paid	(993)	(877)	(755)
Preferred dividends paid	(142)	(89)	-
Issuances of mandatory convertible preferred stock, net	-	2,258	-
Issuances of common stock, net	1,830	2,272	47
Repurchases of common stock	(26)	(21)	(15)
Issuances of long-term debt	758	4,969	1,595
Payments on long-term debt	(1,500)	(500)	(600)
Increase (decrease) in loans from affiliates, net	1,328	1,520	(239)
Debt issuance costs	(25)	(37)	(7)
Net cash provided by financing activities	1,230	9,495	26
(Decrease) increase in cash and cash equivalents	(8)	(90)	92
Cash and cash equivalents, January 1	14	104	12
Cash and cash equivalents, December 31	\$ 6	\$ 14	\$ 104

**SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF NONCASH INVESTING AND FINANCING ACTIVITIES**

Accrued Merger-related transaction costs	\$	-	\$	-	\$	31
Preferred dividends declared but not paid		36		36		-
Common dividends issued in stock		55		54		53
Common dividends declared but not paid		283		245		207

See Notes to Condensed Financial Information of Parent.

S-5

## SEMPRA ENERGY

### NOTES TO CONDENSED FINANCIAL INFORMATION OF PARENT

#### NOTE 1. BASIS OF PRESENTATION

The condensed financial information of Sempra Energy has been prepared in accordance with SEC Regulation S-X Rule 5-04 and Rule 12-04. We apply the same accounting policies as in the financial statements of Sempra Energy Consolidated, except that Sempra Energy accounts for the earnings of its subsidiaries under the equity method in this unconsolidated financial information.

Other Income, Net, on the Condensed Statements of Operations includes:

- \$61 million, \$(6) million and \$56 million of gains (losses) on dedicated assets in support of our executive retirement and deferred compensation plans in 2019, 2018 and 2017, respectively;
- \$3 million and \$50 million net gains primarily from the settlement of foreign currency derivatives to hedge Sempra Mexico parent's exposure to movements in the Mexican peso from its controlling interest in IEnova in 2018 and 2017, respectively; and
- \$15 million losses in 2019 from foreign currency derivatives used to hedge exposure of fluctuations in the Peruvian Sol related to the sale of our operations in Peru.

Sempra Energy received cash dividends from its consolidated subsidiaries totaling \$150 million, \$300 million and \$450 million in 2019, 2018 and 2017, respectively.

Additional information on Sempra Energy's foreign currency derivatives is provided in Note 11 of the Notes to Consolidated Financial Statements.

#### NOTE 2. NEW ACCOUNTING STANDARDS

We describe below and in Note 2 of the Notes to Consolidated Financial Statements recent pronouncements that have had a significant effect on Sempra Energy's financial condition, results of operations, cash flows or disclosures.

**ASU 2016-02, "Leases," ASU 2018-10, "Codification Improvements to Topic 842, Leases" and ASU 2018-11, "Leases (Topic 842): Targeted Improvements" (collectively referred to as the "lease standard"):** We adopted the lease standard on January 1, 2019 using the optional modified retrospective transition method to apply the new guidance as of January 1, 2019, rather than as of the earliest period presented. The adoption of the lease standard had



a material impact on our balance sheet at January 1, 2019 due to the initial recognition of ROU assets and lease liabilities for operating leases.

The following table shows the increases (decreases) on our balance sheet at January 1, 2019 from adoption of the lease standard.

**IMPACT FROM ADOPTION OF THE LEASE STANDARD**

(Dollars in millions)

Right-of-use assets - operating leases <sup>(1)</sup>	\$ 191
Deferred income tax assets	(3)
Property, plant and equipment, net <sup>(1)</sup>	(147)
Other current liabilities	3
Long-term debt	(138)
Other long-term liabilities	159
Retained earnings <sup>(2)</sup>	17

(1) Included in Other Long-Term Assets.

(2) Included in Shareholders' Equity.

S-6

As a result of the adoption of the lease standard, we derecognized the asset and liability associated with our corporate headquarters building in accordance with the transition provisions for build-to-suit arrangements. On a prospective basis, we will account for the corporate headquarters building lease as an operating lease. The initial impact is included in the above table.

**ASU 2018-02, "Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income":** We adopted ASU 2018-02 on January 1, 2019 and reclassified the income tax effects of the TCJA from AOCI to retained earnings. The impact from adoption of ASU 2018-02 on January 1, 2019 was an increase of \$14 million to beginning Retained Earnings and Accumulated Other Comprehensive Loss.

**ASU 2019-12, "Simplifying the Accounting for Income Taxes":** ASU 2019-12 simplifies certain areas of accounting for income taxes. In addition to other changes, this standard amends ASC 740, "Income Taxes," as follows:

- removes the exception to the incremental approach for intraperiod tax allocation when there is a loss from continuing operations and income or a gain from other items, including discontinued operations or other comprehensive income;
- simplifies the recognition of deferred taxes related to basis differences as a result of ownership changes in investments;
- specifies an entity is not required to allocate the consolidated amount of current and deferred tax expense to a legal entity that is not subject to tax in its separate financial statements; and
- requires an entity to reflect the effect of an enacted change in tax laws or rates in the annual ETR computation in the interim period that includes the enactment date.

For public entities, ASU 2019-12 is effective for fiscal years beginning after December 15, 2020, including interim periods therein, with early adoption permitted. The transition method related to the amendments made by ASU

2019-12 vary based on the nature of the change. We are currently evaluating our planned adoption date and the effect of the standard on our ongoing financial reporting.

S-7



### NOTE 3. LONG-TERM DEBT

The following table shows the detail and maturities of long-term debt outstanding:

#### LONG-TERM DEBT

(Dollars in millions)

	December 31,	
	2019	2018
9.8% Notes February 15, 2019	\$ -	\$ 500
Notes at variable rates (2.69% at December 31, 2018) July 15, 2019	-	500
1.625% Notes October 7, 2019	-	500
2.4% Notes February 1, 2020	500	500
2.4% Notes March 15, 2020	500	500
2.85% Notes November 15, 2020	400	400
Notes at variable rates (2.50% at December 31, 2019) January 15, 2021 <sup>(1)</sup>	700	700
Notes at variable rates (3.069% after floating-to-fixed rate swaps effective 2019) March 15, 2021	850	850
2.875% Notes October 1, 2022	500	500
2.9% Notes February 1, 2023	500	500
4.05% Notes December 1, 2023	500	500
3.55% Notes June 15, 2024	500	500
3.75% Notes November 15, 2025	350	350
3.25% Notes June 15, 2027	750	750
3.4% Notes February 1, 2028	1,000	1,000
3.8% Notes February 1, 2038	1,000	1,000
6% Notes October 15, 2039	750	750
4% Notes February 1, 2048	800	800
5.75% Junior Subordinated Notes July 1, 2079 <sup>(1)</sup>	758	-
Build-to-suit arrangement <sup>(2)</sup>	-	138
	10,358	11,238
Current portion of long-term debt	(1,399)	(1,498)
Unamortized discount on long-term debt	(35)	(38)
Unamortized debt issuance costs	(68)	(55)
Total long-term debt	\$ 8,856	\$ 9,647

<sup>(1)</sup> Callable long-term debt not subject to make-whole provisions.

**COPY SIMPLE**

(2) *This arrangement is now accounted for as an operating lease liability upon adoption of the lease standard on January 1, 2019. See Note 2.*

Maturities of long-term debt at December 31, 2019 are \$1.4 billion in 2020, \$1.6 billion in 2021, \$500 million in 2022, \$1.0 billion in 2023, \$500 million in 2024 and \$5.4 billion thereafter.

Additional information on Sempra Energy's long-term debt is provided in Note 7 of the Notes to Consolidated Financial Statements.

---

#### **NOTE 4. COMMITMENTS AND CONTINGENCIES**

Sempra Energy has an operating lease commitment related to its corporate headquarters building of approximately \$267 million. Sempra Energy expects payments for its operating lease to be \$10 million in 2020, \$11 million in 2021, \$11 million in 2022, \$11 million in 2023, \$12 million in 2024 and \$212 million thereafter.

For other contingencies and guarantees related to Sempra Energy, refer to Notes 6, 7 and 16 of the Notes to Consolidated Financial Statements.



SEMPRA ENERGY

## ÍNDICE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Informes de la firma de contadores públicos independientes

F-2

Estados financieros consolidados	Sempra Energy	San Diego Gas & Electric Company	Southern California Gas Company
Estados Consolidados de Resultados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017	F-7	F-14	F-20
Estados Consolidados de utilidad (pérdida) Integral correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017	F-8	F-15	F-21
Balances Generales Consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018	F-9	F-16	F-22
Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017	F-11	F-18	F-24
Estados Consolidados de Cambios en Capital Contable correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017	F-13	F-19	N/A
Estado de Cambios en el Capital Contable correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017	N/A	N/A	F-25
<b>Notas a los Estados Financieros Consolidados</b>			<b>F-26</b>





## INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA

A los accionistas y al Consejo de Administración de Sempra Energy:

### Opinión sobre los Estados Financieros

Hemos auditado los balances generales consolidados que se acompaña de Sempra Energy y sus subsidiarias ("Sempra Energy") al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los estados consolidados que corresponden de resultados, utilidad (pérdida) integral, los cambios en el capital contable y los flujos de efectivo para cada uno de los tres años en el período terminado el 31 de diciembre de 2019, así como las notas relacionadas y el anexo que se enuncian en el punto 15 (denominados colectivamente los "estados financieros"). En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de Sempra Energy al 31 de diciembre de 2019 y 2018, así como los resultados de sus operaciones y su flujo de efectivo para cada uno de los tres años del período terminado el 31 de diciembre de 2019, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("U.S. GAAP" por sus siglas en inglés).

De igual forma también audiamos, de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión de la Contaduría de Compañías Públicas (Estados Unidos) (el "PCAOB", por sus siglas en inglés), el control interno de Sempra Energy sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2019 con base en los criterios que se establecen en el *Control Interno - Marco Integrado (2013)* emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway y nuestro informe de fecha 27 de febrero de 2020, que expresó una opinión sin salvedades sobre el control interno de Sempra Energy sobre la información financiera.

### Fundamentos de la opinión

Estos estados financieros son responsabilidad de la administración de Sempra Energy. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros de Sempra Energy con base en nuestras auditorías. Somos una firma de contadores públicos registrada ante el PCAOB y debemos ser independientes con respecto a Sempra Energy de acuerdo con las leyes federales de valores de los Estados Unidos y las reglas y reglamentos aplicables de la Comisión de Valores y Bolsa y el PCAOB.

Realizamos nuestras auditorías de acuerdo con las normas del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores materiales, debido a error o fraude. Nuestras auditorías incluyeron realizar procedimientos para evaluar los riesgos de errores materiales en los estados financieros, debido a error o fraude, y llevar a cabo procedimientos que respondan a esos riesgos. Dichos procedimientos incluyeron examinar, sobre una base selectiva, la evidencia en relación con las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Nuestras auditorías también incluyeron evaluar los principios contables utilizados y las estimaciones significativas realizadas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para nuestra opinión.

### Asuntos críticos de auditoría

Los asuntos críticos de auditoría que se informan a continuación son asuntos que surgen de la auditoría de los estados financieros del período en curso que se comunicaron o debieron comunicarse al comité de auditoría y que (1) se refieren a cuentas o información que son materiales para los estados financieros y (2) integran nuestros juicios especialmente relacionados, subjetivos o complejos. La comunicación de asuntos críticos de auditoría no altera de ninguna forma nuestra opinión sobre los estados financieros, que se consideran en su conjunto, y al comunicar los asuntos críticos de auditoría que se muestran a continuación no ofrecemos opiniones separadas sobre los asuntos críticos de auditoría, o sobre las cuentas o información a las que se refieren.

### **Seguro por cobrar de los costos del Aliso Canyon - Véase la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados**

#### *Descripción del asunto de la auditoría crítica*

Sempra Energy cuenta con un seguro por cobrar de \$339 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 que se relaciona con ciertos costos que se derivan de la fuga de gas de la planta de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon. Sempra Energy determinó que es probable que recuperen el seguro por cobrar con base en la naturaleza de las reclamaciones de seguro, los costos incurridos y la cobertura que proporciona las pólizas de seguro aplicables de Sempra Energy.

Identificamos la recuperabilidad del seguro por cobrar como un asunto crítico de auditoría debido a los juicios de la administración acerca de la manera en que la cobertura que proporcionan las pólizas de seguro aplicables de Sempra Energy cubriría los tipos de costos que se incluyen en las reclamaciones de seguro presentadas. La auditoría de la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar requirió juicio subjetivo del auditor y un esfuerzo de auditoría extenso, incluida la necesidad de involucrar a nuestro especialista en seguros.



*Procedimiento para abordar el asunto crítico de la auditoría*

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar de los costos relacionados con la fuga de gas de la planta de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon incluyó, entre otros, lo siguiente:

- Comprobamos la eficacia de los controles internos de la administración sobre los costos incluidos en las correspondientes cuentas por cobrar de seguros y la evaluación de la recuperabilidad de dicho seguro por cobrar.
- Con la ayuda de nuestro especialista en seguros, evaluamos los juicios de la administración que se relacionan con la determinación de la recuperabilidad del seguro al:
  - Evaluar la cobertura proporcionada por las pólizas de seguro aplicables de Sempra Energy y evaluar la posible cobertura disponible en virtud de dichas pólizas en función de la naturaleza de los costos subyacentes
  - Evaluar la probabilidad de recuperar el seguro por cobrar mediante la correspondencia entre Sempra Energy y los aseguradores que correspondan, y mediante conversaciones con la administración y con el asesor legal externo de Sempra Energy.
  - Buscar fuentes externas y considerar cualquier prueba contradictoria a la evaluación contable de Sempra Energy sobre la probabilidad de recuperación
  - Evaluar la opinión del asesor legal externo de Sempra Energy sobre la recuperabilidad del seguro por cobrar

***Aportaciones de los accionistas al Fondo de incendios salvajes - Véase la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados***

*Descripción del asunto de la auditoría crítica*

En julio de 2019, los proyectos de ley de la Asamblea de California ("AB") 1054 y AB 111 (en conjunto, la "Legislación Sobre Incendios Salvajes") se promulgaron en Ley Estatal. De acuerdo con la Legislación Sobre Incendios Salvajes, el 10 de septiembre de 2019, la subsidiaria de Sempra Energy, San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E") hizo una aportación inicial a un fondo establecido por la Legislación Sobre Incendios Salvajes (el "Fondo de Incendios Salvajes") de \$322.5 millones de dólares y debe hacer diez contribuciones anuales de \$12.9 millones de dólares. Estas aportaciones iniciales y anuales (en conjunto, las "Aportaciones") no están sujetas a la recuperación de las tarifas.

Las guías contables deben aplicarse de manera análoga, ya que no hay ninguna guía contable específica que especifique la forma en que Sempra Energy debe contabilizar las Aportaciones. Existen varios aspectos del Fondo de Incendios Salvajes, como la vida indeterminada del Fondo de Incendios Salvajes, el tiempo y la probabilidad de que Sempra Energy se beneficie del Fondo de Incendios Forestales, que hacen que la aplicación de la guía contable sea compleja.

Identificamos la contabilidad de las Aportaciones como un asunto crítico de auditoría debido a los juicios de la administración necesarios para determinar que se debe aplicar la contabilidad de los seguros, y que las Aportaciones deben contabilizarse como un activo y cargar a gastos de manera sistemática y racional durante el período de beneficio. Auditando las conclusiones de la administración requería juicio en la evaluación del tratamiento contable adecuado correspondiente a las Aportaciones

*Procedimiento para abordar el asunto crítico de la auditoría*

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la contabilidad de las Aportaciones incluyeron, entre otros, los siguientes:

- Probamos la eficacia de los controles internos de la administración en la evaluación del tratamiento contable

***Contabilidad Regulatoria - Impacto del Reglamento de Tarifas en los Estados Financieros - Véase las Notas 1 y 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados***

*Descripción del asunto de auditoría crítica*

Sempra Energy está sujeta a los reglamentos de tarifas de las autoridades y comisiones en varios lugares (en conjunto, las "Comisiones") que tienen jurisdicción con respecto a las tarifas de las empresas de transmisión y distribución de electricidad y gas en esos lugares. La administración ha determinado que cumple los requisitos de U.S. GAAP para elaborar sus estados financieros mediante la aplicación de las reglas especializadas para registrar los efectos de la reglamentación de las tarifas basada en los costos. La contabilización de los aspectos económicos de la reglamentación de las tarifas repercute en múltiples rubros de los estados financieros y en las revelaciones, como en la propiedad, planta y el equipo; los activos y pasivos reglamentarios; los ingresos operativos, los gastos de operaciones y mantenimiento; los gastos de depreciación; y los impuestos.



Continúa en el impacto de la reglamentación de las tasas como un asunto crítico de la auditoría debido a los juicios significativos que hizo la administración para respaldar sus aseveraciones sobre los saldos de cuenta y las revelaciones y el alto grado de subjetividad que involucran la evaluación de las repercusiones de las futuras disposiciones reglamentarias en los estados financieros. Los criterios de la administración incluyen la evaluación de la probabilidad de (1) la recuperación en tarifas futuras de los costos diferidos como activos reglamentarios y (2) un reembolso o reducción futura de tarifas que deben registrarse como pasivos reglamentarios. La auditoría de estos juicios requirió conocimientos especializados de contabilidad con respecto a la reglamentación de las tarifas y del proceso de fijación de tarifas debido a sus complejidades inherentes.

*Procedimiento para abordar el asunto crítico de la auditoría*

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la aplicación de reglas especializadas para registrar los efectos de la reglamentación de las tarifas basadas en los costos y la incertidumbre de las decisiones futuras de las Comisiones incluyeron, entre otras cosas, lo siguiente:

- Probamos la eficacia de los controles de la administración sobre la evaluación de la probabilidad de: (1) la recuperación en el futuro de las tarifas de costos diferidos como activos reglamentarios, y (2) un reembolso o una reducción futura de las tarifas que deben registrarse como pasivos reglamentarios. Probamos la eficacia de los controles de la administración sobre el reconocimiento inicial de los montos como activos o pasivos reglamentarios y el monitoreo y evaluación de los acontecimientos reglamentarios que puedan afectar a la probabilidad de recuperación de los costos en futuras tarifas o de una futura reducción de las tarifas.
- Leemos las órdenes reglamentarias relevantes emitidas por las Comisiones para Sempra Energy y otra información disponible públicamente para evaluar la probabilidad de recuperación de las tarifas futuras o de una futura reducción de las mismas con base en la precedencia del tratamiento de las Comisiones de costos similares en circunstancias similares. Evaluamos la información externa y la comparamos con los saldos de activos y pasivos reglamentarios registrados por la administración para determinar si están completos.
- Evaluamos las revelaciones de Sempra Energy relacionadas con los impactos de la reglamentación de las tarifas, incluidos los saldos registrados y los acontecimientos reglamentarios.

**[firma electrónica: /s/ DELOITTE & TOUCHE LLP]**

San Diego, California  
27 de febrero de 2020

Hemos colaborado como auditores de Sempra Energy desde 1935.



## INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA

A los accionistas y a al Consejo de Administración de San Diego Gas & Electric Company:

### Opinión sobre los Estados Financieros

Hemos auditado los balances generales consolidados que se acompaña de San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E") al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los estados consolidados que corresponden de resultados, utilidad (pérdida) integral, los cambios en el capital contable y los flujos de efectivo para cada uno de los tres años en el período terminado el 31 de diciembre de 2019, así como las notas relacionadas (denominados en su conjunto como los "estados financieros").

En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de SDG&E al 31 de diciembre de 2019 y 2018, así como los resultados de sus operaciones y su flujo de efectivo para cada uno de los tres años del período que termina el 31 de diciembre de 2019, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("U.S. GAAP" por sus siglas en inglés).

De igual forma también auditamos, de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión Contable de Empresas que cotizan en Bolsa (Estados Unidos) (el "PCAOB", por sus siglas en inglés), el control interno de SDG&E sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2019 con base en los criterios que se establecen en el *Control Interno - Marco Integrado (2013)* emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway y nuestro informe de fecha 27 de febrero de 2020, el cual manifiesta un dictamen sin salvedades sobre el control interno de SDG&E sobre la información financiera.

### Base de la opinión

Estos estados financieros son responsabilidad de la administración de SDG&E. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros de SDG&E con base en nuestras auditorías. Somos una firma de contadores públicos registrada ante el PCAOB y debemos ser independientes con respecto a SDG&E de acuerdo con las leyes federales de valores de los Estados Unidos y las reglas y reglamentos aplicables de la Comisión de Valores y Bolsa y el PCAOB.

Realizamos nuestras auditorías de acuerdo con las normas del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores materiales, debido a error o fraude. Nuestras auditorías incluyeron realizar procedimientos para evaluar los riesgos de errores materiales en los estados financieros, debido a error o fraude, y llevar a cabo procedimientos que respondan a esos riesgos. Dichos procedimientos incluyeran examinar, sobre una base selectiva, la evidencia en relación con las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Nuestras auditorías también incluyeron evaluar los principios contables utilizados y las estimaciones significativas realizadas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para nuestra opinión.

**[firma electrónica: /s/ DELOITTE & TOUCHE LLP]**

San Diego, California

27 de febrero de 2020

Hemos colaborado como auditores de SDG&E desde 1935.





## INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA

A los accionistas y al Consejo de Administración de Southern California Gas Company:

### Opinión sobre los Estados Financieros

Hemos auditado los balances generales consolidados que se acompaña de Southern California Gas Company ("SoCalGas") al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los estados consolidados que corresponden de resultados, utilidad (pérdida) integral, los cambios en el capital contable y los flujos de efectivo para cada uno de los tres años en el periodo terminado el 31 de diciembre de 2019, así como las notas relacionadas (denominados en su conjunto como los "estados financieros").

En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de SoCalGas al 31 de diciembre de 2019 y 2018, así como los resultados de sus operaciones y su flujo de efectivo para cada uno de los tres años del periodo que termina el 31 de diciembre de 2019, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("U.S. GAAP" por sus siglas en inglés).

De igual forma también auditamos, de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión Contable de Empresas que cotizan en Bolsa (Estados Unidos) (el "PCAOB", por sus siglas en inglés), el control interno de SoCalGas sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2019 con base en los criterios que se establecen en el *Control Interno - Marco Integrado (2013)* emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway y nuestro informe de fecha 27 de febrero de 2020, el cual manifiesta un dictamen sin salvedades sobre el control interno de SoCalGas sobre la información financiera.

### Base de la opinión

Estos estados financieros son responsabilidad de la administración de SoCalGas. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros de SoCalGas con base en nuestras auditorías. Somos una firma de contadores públicos registrada ante el PCAOB y debemos ser independientes con respecto a SoCalGas de acuerdo con las leyes federales de valores de los Estados Unidos y las reglas y reglamentos aplicables de la Comisión de Valores y Bolsa y el PCAOB.

Realizamos nuestras auditorías de acuerdo con las normas del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores materiales, debido a error o fraude. Nuestras auditorías incluyeron realizar procedimientos para evaluar los riesgos de errores materiales en los estados financieros, debido a error o fraude, y llevar a cabo procedimientos que respondan a esos riesgos. Dichos procedimientos incluyeron examinar, sobre una base selectiva, la evidencia en relación con las cifras y las revelaciones en los estados financieros. Nuestras auditorías también incluyeron evaluar los principios contables utilizados y las estimaciones significativas realizadas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros en su conjunto. Consideramos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para nuestra opinión.

*[Firma electrónica: /s/ DELoitte & Touche LLP]*

San Diego, California  
27 de febrero de 2020.

Hemos colaborado como auditores de SoCalGas desde 1937.

**SEMPRA ENERGY****ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS***(En millones de dólares, salvo por montos de acción; acciones en miles)*

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>INGRESOS</b>			
Servicios Públicos	\$ 9,448	\$ 8,539	\$ 8,290
Negocios relacionados con la energía	1,381	1,563	1,350
Ingresos totales	10,829	10,102	9,640
<b>GASTOS Y OTRA UTILIDAD</b>			
Servicios públicos			
Costo del gas natural	(1,139)	(1,208)	(1,190)
Costo del combustible eléctrico y la energía comprada	(1,188)	(1,358)	(1,293)
Costo de ventas de negocios relacionados con la energía	(344)	(357)	(291)
Operación y mantenimiento	(3,466)	(3,150)	(2,947)
Depreciación y amortización	(1,569)	(1,491)	(1,436)
Comisión por franquicia y otros impuestos	(496)	(472)	(436)
Depreciación de activo normativo por incendios forestales	-	-	(351)
Pérdidas por deterioro	(43)	(1,122)	(72)
Ganancias por la venta de activos	63	513	2
Otra utilidad, neta	77	58	220
Utilidad por intereses	87	85	24
Gastos por intereses	(1,077)	(886)	(622)
Utilidad de operaciones continuas antes de impuesto por utilidad y ganancias de capital	1,734	714	1,248
Beneficios (gastos) por impuestos	(315)	49	(938)
Ganancias de capital	580	175	72
Utilidad de operaciones continuas, neto de impuestos	1,999	938	382
Utilidad (pérdida) de operaciones discontinuas, neto de impuestos	363	188	(31)
Utilidad neta	2,362	1,126	351
Ingresos atribuibles a participación no controladora	(164)	(76)	(94)
Dividendos preferentes	(142)	(125)	-
Dividendos preferentes de subsidiaria	(1)	(1)	(1)
Ingresos atribuibles a acciones comunes	\$ 2,055	\$ 924	\$ 256
<b>Utilidades por Acción (por sus siglas en inglés, EPS) Básica:</b>			
Utilidades por operaciones continuas	\$ 6.22	\$ 2.86	\$ 1.25
Utilidades (pérdidas) por operaciones discontinuas	\$ 1.18	\$ 0.59	\$ (0.23)
Utilidades	\$ 7.40	\$ 3.45	\$ 1.02
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación	277,904	268,072	251,545
<b>Utilidad por acción diluida:</b>			
Utilidades por operaciones continuas	\$ 6.13	\$ 2.84	\$ 1.24
Utilidades (pérdidas) por operaciones discontinuas	\$ 1.16	\$ 0.58	\$ (0.23)
Utilidades	\$ 7.29	\$ 3.42	\$ 1.01
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación	282,033	269,852	252,300

*Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados***SEMPRA ENERGY****ESTADOS CONSOLIDADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL***(En millones de dólares)*

Años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

## Capital contable de Semptra Energy

	Monto antes de impuestos	Beneficios (gastos) de Impuestos	Neto del monto de impuestos	Participación no controladora (después de impuestos)	Total
<b>2019:</b>					
Utilidad neta	\$ 2,585	\$ (387)	\$ 2,198	\$ 164	\$ 2,362
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajuste por conversión de tipos de cambio	(43)	-	(43)	3	(40)
Instrumentos financieros	(161)	53	(108)	(10)	(118)
Beneficios de pensiones y otros beneficios de retiro	25	(7)	18	-	18
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	(179)	46	(133)	(7)	(140)
Utilidad (pérdida) integral	2,406	(341)	2,065	157	2,222
Dividendos preferentes de subsidiarias	(1)	-	(1)	-	(1)
Utilidad integral después de dividendos preferentes de subsidiarias	\$ 2,405	\$ (341)	\$ 2,064	\$ 157	\$ 2,221
<b>2018:</b>					
Utilidad neta	\$ 1,146	\$ (96)	\$ 1,050	\$ 76	\$ 1,126
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajuste por conversión de tipos de cambio	(144)	-	(144)	(11)	(155)
Instrumentos financieros	64	(21)	43	13	56
Beneficios de pensiones y otros beneficios de retiro	(38)	4	(34)	-	(34)
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	(118)	(17)	(135)	2	(133)
Utilidad (pérdida) integral	1,028	(113)	915	78	993
Dividendos preferentes de subsidiarias	(1)	-	(1)	-	(1)
Utilidad integral después de dividendos preferentes de subsidiarias	\$ 1,027	\$ (113)	\$ 914	\$ 78	\$ 992
<b>2017:</b>					
Utilidad neta	\$ 1,533	\$ (1,276)	\$ 257	\$ 94	\$ 351
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajuste por conversión de tipos de cambio	107	-	107	8	115
Instrumentos financieros	2	1	3	12	15
Beneficios de pensiones y otros beneficios de retiro	20	(8)	12	-	12
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	129	(7)	122	20	142
Utilidad (pérdida) integral	1,662	(1,283)	379	114	493
Dividendos preferentes de subsidiarias	(1)	-	(1)	-	(1)
Utilidad integral después de dividendos preferentes de subsidiarias	\$ 1,661	\$ (1,283)	\$ 378	\$ 114	\$ 492

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados

## SEMPRA ENERGY

## BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS

(En millones de dólares)



Traducción del inglés al español

al 31 de diciembre de 2019 al 31 de diciembre de 2018

<b>ACTIVOS</b>		
<b>Activo Circulante</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 108	\$ 102
Efectivo restringido	31	35
Cuentas por cobrar – intermediación, neto	1,261	1,215
Cuentas por cobrar – otros, neto	455	320
Deudas de afiliadas no consolidadas	32	37
Impuesto por cobrar	112	60
Inventarios	277	258
Activos reglamentarios	222	138
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	72	59
Activos mantenidos para su venta	-	713
Activos mantenidos para su venta en operaciones descontinuadas	445	459
Otros activos circulantes	324	249
<b>Total de activos circulantes</b>	<b>3,339</b>	<b>3,645</b>
<b>Otros activos:</b>		
Efectivo restringido	3	21
Deudas de afiliadas no consolidadas	742	644
Activos reglamentarios	1,930	1,589
Fideicomisos de limpieza nuclear	1,082	974
Inversión en Oncor Holdings	11,519	9,652
Otras inversiones	2,103	2,320
Crédito mercantil	1,602	1,602
Otros activos intangibles	213	224
Activos destinados al apoyo de ciertos planes de beneficios	488	416
Cuentas por cobrar de seguros por los costos de Aliso Canyon	339	461
Impuestos diferidos	155	141
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	470	289
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	591	-
Fondo contra Incendios Forestales	392	-
Activos mantenidos para su venta en operaciones descontinuadas	3,513	3,259
Otros activos de largo plazo	732	962
<b>Total de otros activos</b>	<b>25,874</b>	<b>22,554</b>
<b>Propiedad, Planta y Equipo:</b>		
Propiedad, Planta y Equipo	49,329	46,615
Menos depreciación y amortización acumulada	(12,877)	(12,176)
<b>Propiedad, Planta y Equipo, neto (\$295 al 31 de diciembre de 2018 relacionado con VIE Otay Mesa)</b>	<b>36,452</b>	<b>34,439</b>
<b>Activos totales</b>	<b>\$ 65,665</b>	<b>\$ 60,638</b>

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados

SEMPRA ENERGY

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS (CONTINUA)

(En millones de dólares)

al 31 de diciembre de 2019 al 31 de diciembre de 2018

PASIVOS Y CAPITAL

Pasivos Circulantes:





Traducción del inglés al español

Deuda a largo plazo	\$	3,505	\$	2,024
Cuentas por pagar -- intermediación		1,234		1,160
Cuentas por pagar -- otros		179		138
Deuda a afiliadas no consolidadas		5		10
Dividendos e intereses por pagar		515		480
Compensación acumuladas y beneficios		476		440
Pasivos reglamentarios		319		105
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros (\$28 al 31 de diciembre de 2018 VIE Otay Mesa)		1,526		1,644
Reserva para los costos de Aliso Canyon		9		160
Obligaciones de gases de efecto invernadero		72		59
Pasivos destinados para su venta en operaciones descontinuadas		444		368
Otros Pasivos circulante		866		935
Total de pasivos circulante		9,150		7,523
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros (\$190 al 31 de diciembre de 2018 relacionado con VIE Otay Mesa)		20,785		20,903
Créditos diferidos y otros pasivos:				
Deudos a afiliadas no consolidadas		195		37
Obligaciones de pensiones y otros planes de beneficios posteriores al retiro, neto de activos de planes		1,067		1,143
Impuestos diferidos		2,577		2,321
Créditos fiscales de inversión diferidos		21		24
Pasivos reglamentarios		3,741		4,016
Obligaciones de retiro de activos		2,923		2,786
Obligaciones de gases de efecto invernadero		301		131
Pasivos mantenidos para su venta en operaciones descontinuadas		1,052		1,013
Créditos diferidos y otros pasivos		2,048		1,493
Total de créditos diferidos y otros pasivos		13,925		12,964
Compromisos y contingencias (Nota 16)				
Capital:				
Acciones preferentes (50 millones de acciones autorizadas):				
6% de dividendos de acciones preferentes de conversión obligatoria de la serie A (17.25 millones de acciones emitidas y en circulación)		1,693		1,693
6.75% Dividendos de acciones preferentes de conversión obligatoria de la serie B (5.75 millones de acciones en circulación)		565		565
Acciones ordinarias (750 millones de acciones autorizadas; 292 millones y 274 millones de acciones en circulación al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente; sin valor nominal)		7,480		5,540
Utilidades retenidas		11,130		10,104
Otra utilidad (pérdida) integral acumulada		(939)		(764)
Total del capital contable de Sempra Energy		19,929		17,138
Acciones preferentes de la subsidiaria		20		20
Otras participaciones no controladoras		1,856		2,090
Capital total		21,805		19,248
Pasivos y capital total	\$	65,665	\$	60,638

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados

## SEMPRA ENERGY

### ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERATIVAS			
Utilidad neta	\$ 2,362	\$ 1,126	\$ 351
Menos: (Utilidad) pérdida de operaciones descontinuadas, neto de impuesto	(363)	(188)	31
Utilidad de operaciones continuas, neta de impuesto	1,999	938	382
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo de operaciones continuas:			



Traducción del inglés al español

Depreciación y amortización	1,569	1,491	1,436
Impuestos diferidos y créditos fiscales por inversiones	189	(242)	889
Depreciación de activo normativo por incendios forestales	-	-	351
Pérdida por deterioro	43	1,122	72
Ganancia por venta de activos	(63)	(513)	(2)
Ganancias de capital	(580)	(175)	(72)
Gastos de compensación con acciones	75	83	82
Otros	26	112	22
<b>Cambio neto en otros componentes del capital de trabajo</b>			
Cuentas por cobrar	(91)	(145)	29
Impuesto por cobrar/por pagar, netos	(166)	88	(78)
Inventarios	(22)	32	(42)
Otros activos circulantes	(88)	(79)	(6)
Cuentas por pagar	12	96	84
Cuentas de balanceo reglamentarias	13	263	108
Reserva para costos de Aliso Canyon	(144)	56	31
Otros pasivo circulante	(99)	52	(19)
Actividad intercompañía con operaciones descontinuadas, neto	378	70	8
Cuentas por cobrar de seguros por los costos de Aliso Canyon	122	(43)	188
Fondo contra incendios forestales, circulante y no circulante	(323)	-	-
Cambios en otros activos y pasivos no circulantes, netos	(152)	14	(124)
Efectivo neto de operaciones continuas	2,698	3,220	3,339
Efectivo neto de operaciones discontinuas	390	296	286
<b>Efectivo neto de actividades operativas</b>	<b>3,088</b>	<b>3,516</b>	<b>3,625</b>
<b>FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
Gastos por Propiedad, Planta y Equipo	(3,708)	(3,544)	(3,705)
Gastos por inversiones y adquisiciones	(1,797)	(10,168)	(269)
Recursos de la venta de activos	899	1,580	15
Compras de activos de fideicomisos por desmantelamiento nuclear	(914)	(890)	(1,314)
Compras de activos de fideicomisos de limpieza nuclear	914	890	1,314
Anticipos a afiliadas no consolidadas	(16)	(95)	(505)
Pagos de anticipos a afiliadas no consolidadas	3	3	9
Actividades intercompañías con operaciones descontinuadas, neto	8	(22)	(18)
Otros	30	41	24
Efectivo neto en operaciones continuas	(4,581)	(12,205)	(4,449)
Efectivo neto en operaciones discontinuas	(12)	(265)	(436)
<b>Efectivo neto en actividades de inversión</b>	<b>(4,593)</b>	<b>(12,470)</b>	<b>(4,885)</b>

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados

#### SEMPRA ENERGY

#### ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS (CONTINUA)

(En millones de dólares)

	Ejercicios terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>			
Dividendos comunes pagados	(993)	(877)	(755)
Dividendos preferentes pagados	(142)	(89)	-
Emisiones de acciones preferentes, netas	-	2,258	-
Emisiones de acciones comunes, netas	1,830	2,272	47
Recompra de acciones comunes	(26)	(21)	(15)
Emisiones de deuda (vencimientos mayores a 90 días)	4,296	8,927	4,260
Pagos de deuda (vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(3,667)	(3,342)	(2,587)
Aumento (disminución) de deuda a corto plazo, neto	656	(84)	(39)
Anticipos provenientes de afiliadas no consolidadas	155	-	35



Traducción del inglés al español

Requisito de venta de participaciones no controladoras, netas	5	90	196
Costo de participaciones no controladoras	(30)	(7)	-
Contribuciones de (distribuciones a) participación no controladora, netas	98	(26)	(114)
Actividades intercompañías con operaciones descontinuadas, netas	(266)	(109)	167
	(49)	(117)	(43)
Efectivo neto de operaciones continuas	1,867	8,875	1,152
Efectivo neto por (utilizado en) operaciones descontinuadas	(392)	(25)	40
<b>Efectivo neto proporcionado por actividades de financiamiento</b>	<b>1,475</b>	<b>8,850</b>	<b>1,192</b>
Efecto de tipo de cambio en operaciones continuas	-	(2)	(2)
Efecto de tipo de cambio en operaciones descontinuadas	1	(12)	9
Efectos tipo de cambio en efectivo, equivalente de efectivo y efectivo restringido	1	(14)	7
Disminución en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, incluyendo operaciones discontinuas	(29)	(118)	(61)
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones, incluidas operaciones discontinuas, 1 de enero	246	364	425
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones, incluidas operaciones discontinuas, 31 de diciembre	\$ 217	\$ 246	\$ 364
<b>REVELACIÓN SUPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO</b>			
Pago de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 1,051	\$ 773	\$ 599
Pagos de impuesto sobre la renta, incluidas operaciones discontinuas, neto de reembolsos	254	107	122
<b>REVELACIÓN SUPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO VIRTUAL</b>			
<b>Adquisiciones:</b>			
Activos adquiridos	\$ -	\$ 9,670	\$ 436
Valor de método de participación por inversión inmediatamente antes de su adquisición	-	-	(28)
Pasivos asumidos	-	(102)	(261)
<b>Efectivo pagado</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 9,568</b>	<b>\$ 147</b>
Intereses devengados por cobrar de afiliadas no consolidadas	\$ 55	\$ 62	\$ 22
Gastos por intereses devengados	515	425	520
Recursos devengados de papel comercial	67	-	-
Aumento en obligaciones en arrendamiento financiero por inversión en Propiedad, Planta y Equipo	38	556	503
Dividendos preferentes declarados pero no pagados	36	36	-
Dividendos comunes emitidos en acciones	55	54	53
Dividendos comunes declarados pero no pagados	283	245	207

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados


**SEMPRA ENERGY / ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN CAPITAL CONTABLE**

(En millones de dólares)

PERITO TRADUCTORA

Acuerdo  
29-01-2018

Años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017

	Acciones preferentes	Acciones comunes	Utilidades acumuladas	Otras utilidades integrales acumuladas (pérdidas)	Capital contable de SEMPRA Energy	Participación no controladora	Total del capital
Balance al 31 de diciembre de 2016	\$ -	\$ 2,982	\$ 10,717	\$ (748)	\$ 12,951	\$ 2,290	\$ 15,241
<b>Utilidad neta</b>			257		257	94	351
<b>Otra utilidad integral</b>				122	122	20	142
Gastos de compensación con acciones		82			82		82
Dividendos declarados:							
Acciones ordinarias (\$3.29/acción)			(826)		(826)		(826)
Dividendos preferentes de subsidiarias			(1)		(1)		(1)
Emisión de acciones comunes, netas		100			100		100
Recompras de acciones comunes		(15)			(15)		(15)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						2	2
Distribuciones						(132)	(132)
Ventas, neta de costos de emisión						196	196
Balance al 31 de diciembre de 2017	-	3,149	10,147	(626)	12,670	2,470	15,140
Ajustes de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad			2	(3)	(1)		(1)
<b>Utilidad neta</b>			1,050		1,050	76	1,126
<b>Otra utilidad (pérdidas) integrales</b>				(135)	(135)	2	(133)
Gastos de compensación con acciones		83			83		83
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie A (\$6.10/acción)			(105)		(105)		(105)
Acciones preferentes serie B (\$3.41/acción)			(20)		(20)		(20)
Acciones ordinarias (\$3.58/acción)			(969)		(969)		(969)
Dividendos preferentes de subsidiarias			(1)		(1)		(1)
Emisión de acciones preferentes serie A	1,693				1,693		1,693
Emisión de acciones preferentes serie B	565				565		565
Emisiones de acciones comunes		2,326			2,326		2,326
Recompra de acciones comunes		(21)			(21)		(21)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						66	66
Distribuciones						(110)	(110)
Compras		(1)			(1)	(7)	(8)
Ventas, neta de costos de emisión		4			4	86	90
Adquisición						13	13
Desconsolidaciones						(486)	(486)
Balance al 31 de diciembre de 2018	2,258	5,540	10,104	(764)	17,138	2,110	19,248
Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad			57	(42)	15		15
<b>Utilidad neta</b>			2,198		2,198	164	2,362
<b>Otras pérdidas integrales</b>				(133)	(133)	(7)	(140)
Gastos de compensación con acciones		75			75		75
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie A (\$6.00/acción)			(103)		(103)		(103)
Acciones preferentes serie B (\$6.75/acción)			(39)		(39)		(39)
Acciones ordinarias (\$3.87/acción)			(1,086)		(1,086)		(1,086)
Dividendos preferentes de subsidiarias			(1)		(1)		(1)
Emisiones de acciones comunes		1,885			1,885		1,885
Recompra de acciones comunes		(26)			(26)		(26)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						175	175
Distribuciones		5			5	(103)	(98)
Compras		(3)			(3)	(27)	(30)
Ventas		4			4	1	5
Adquisición						3	3
Desconsolidaciones						(440)	(440)
Balance al 31 de diciembre de 2019	\$ 2,258	\$ 7,480	\$ 11,130	\$ (939)	\$ 19,929	\$ 1,876	\$ 21,805

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados





**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS**  
*(En millones de dólares)*

	Años terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
Ingresos de operaciones			
Energía eléctrica	\$ 4,267	\$ 4,003	\$ 3,935
Gas natural	658	565	541
Total ingresos por operaciones	4,925	4,568	4,476
Gastos de operación			
Costo del combustible eléctrico y la energía eléctrica comprada	1,194	1,370	1,293
Costo del gas natural	176	152	164
Operación y mantenimiento	1,181	1,058	1,024
Depreciación y amortización	760	688	670
Comisión por franquicia y otros impuestos	301	290	265
Depreciación de activo normativo por incendios forestales	-	-	351
Total de gastos de operación	3,612	3,558	3,767
Ingresos por operaciones	1,313	1,010	709
Otros ingresos netos	39	56	70
Ingresos financieros	4	4	-
Gastos por intereses	(411)	(221)	(203)
Ingresos antes de impuestos sobre la renta	945	849	576
Gasto por impuesto sobre la renta	(171)	(173)	(155)
Utilidad neta	774	676	421
Utilidades atribuibles a la participación no controladora	(7)	(7)	(14)
Utilidades atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 767	\$ 669	\$ 407

*Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados*


**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL**
*(En millones de dólares)*

Años terminados al 31 de diciembre 2019, 2018 and 2017

**Capital contable de SDG&E**

	Monto antes de impuestos	Ingresos (gastos) por impuesto sobre la renta	Monto neto de impuestos	Participación no controladora (después de impuestos)	Total
<b>2019:</b>					
Utilidad neta	\$ 938	\$ (171)	\$ 767	\$ 7	\$ 774
Otras utilidades integrales (Pérdidas):					
Instrumentos financieros	-	-	-	2	2
Prestaciones posteriores a la jubilación	(6)	2	(4)	-	(4)
Total utilidades integrales (pérdidas)	(6)	2	(4)	2	(2)
Utilidades integrales	\$ 932	\$ (169)	\$ 763	\$ 9	\$ 772
<b>2018:</b>					
Utilidad neta	\$ 842	\$ (173)	\$ 669	\$ 7	\$ 676
Otras utilidades integrales (pérdidas):					
Instrumentos financieros	-	-	-	8	8
Prestaciones posteriores a la jubilación	(2)	-	(2)	-	(2)
Total utilidades integrales (pérdidas)	(2)	-	(2)	8	6
Utilidades integrales	\$ 840	\$ (173)	\$ 667	\$ 15	\$ 682
<b>2017:</b>					
Utilidad neta	\$ 562	\$ (155)	\$ 407	\$ 14	\$ 421
Otras utilidades integrales (Pérdidas):					
Instrumentos financieros	-	-	-	11	11
Prestaciones posteriores a la jubilación	(1)	1	-	-	-
Total utilidades integrales (pérdidas)	(1)	1	-	11	11
Utilidades integrales	\$ 561	\$ (154)	\$ 407	\$ 25	\$ 432

*Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados*



**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS**

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2018
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Circulantes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 10	\$ 8
Efectivo con restricciones	-	11
Cuentas por cobrar - comercializables netas	398	368
cuentas por cobrar - otros netos	119	106
Impuesto sobre la renta por cobrar, neto	128	-
Inventarios	94	102
Gastos Anticipados	120	74
Activos reglamentarios	209	123
Contratos de precios fijos y otros derivados	43	82
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	13	15
Otros activos circulantes	24	5
Total del activo circulante	1,158	894
Otros activos:		
Efectivo con restricciones	-	18
Activos reglamentarios	440	454
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear	1,082	974
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	189	155
Activos con Derecho de Uso - Arrendamientos por operaciones	130	-
Fondo contra Incendios Forestales	392	-
Otros activos a largo plazo	202	420
Total otros activos	2,435	2,021
Propiedad, Planta y Equipo:		
Propiedad, Planta y Equipo	22,504	21,662
Menos depreciación y amortización acumulada	(5,537)	(5,352)
Propiedad, Planta y Equipo, neto (\$295 al 31 de diciembre de 2018 relacionado con la VIE)	16,967	16,310
Total de activos	\$ 20,560	\$ 19,225

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados


**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**
**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS (CONTINUACIÓN)**
*(En millones de dólares)*

29-01-2018

	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2018
<b>PASIVOS Y CAPITAL</b>		
<b>Pasivos Circulantes:</b>		
Deuda a corto plazo	\$ 80	\$ 291
Cuentas por pagar	496	439
Adeudos a las filiales no consolidadas	53	61
Compensación y prestaciones acumulados	138	117
Comisión por franquicia devengada	53	64
Pasivos reglamentarios	76	53
Porción vigente de la deuda a largo plazo y arrendamientos financieros (\$28 al 31 de diciembre de 2018 relacionada con la VIE)	56	81
Depósitos del cliente	74	70
Obligaciones por concepto de emisión de gases de efecto invernadero	13	15
Obligaciones de retiro de activos	95	96
Otros pasivos circulantes	176	141
Total de pasivos circulantes	1,310	1,428
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros (\$190 al 31 de diciembre de 2018 relacionado con la VIE)	6,306	6,138
<b>Crédito diferido y otros pasivos</b>		
Obligaciones por concepto de pensión, neto de los activos del plan	153	212
Impuestos sobre la renta diferidos	1,848	1,616
Créditos fiscales de inversión diferidos	14	16
Pasivos reglamentarios	2,319	2,404
Obligaciones de retiro de activos	771	778
Obligaciones por concepto de emisión de gases de efecto invernadero	62	30
Créditos diferidos y otros	677	488
Crédito diferido y otros pasivos	5,844	5,544
<b>Compromisos y contingencias (Nota 16)</b>		
<b>Patrimonio:</b>		
Acciones preferentes (45 millones de acciones autorizadas; no emitidas)	-	-
Acciones ordinarias (255 millones de acciones autorizadas; 117 millones de acciones en circulación; sin valor nominal)	1,660	1,338
Utilidades acumuladas	5,456	4,687
Otras utilidades integrales acumuladas (Pérdidas)	(16)	(10)
Total capital contable de SDG&E	7,100	6,015
Participación no controladora	-	100
Total capital	7,100	6,115
Total de pasivos y capital	\$ 20,560	\$ 19,225

*Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados*





**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**  
**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS**  
(Millones de dólares)  
29-01-2018

	Años terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
<b>FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTES DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>			
Utilidad neta	\$ 774	\$ 676	\$ 421
Ajustes para arribar al efectivo neto por actividades de operación:			
Depreciación y amortización	760	688	670
Activos con impuesto sobre la renta diferido e impuesto acreditable por inversiones	105	39	(10)
Depreciación de activo normativo por incendios forestales	-	-	351
Otros	13	(17)	(24)
Variación neta de otros componentes del capital de trabajo			
Cuentas por cobrar	(15)	30	(76)
Cuentas por cobrar de/para filiales, neto	(8)	(2)	(10)
Impuesto sobre la renta por cobrar/ por pagar, neto	(126)	23	136
Inventarios	4	3	(25)
Otros activos circulantes	(19)	(6)	9
Cuentas por pagar	32	(1)	75
Cuentas de saldo reglamentarias	(101)	138	56
Otros pasivos circulantes	4	4	4
Fondo contra Incendios Forestales, circulante y no circulante	(323)	-	-
Variaciones en otros activos no circulantes y pasivos, neto	(10)	9	(30)
Efectivo neto de las actividades de operación	1,090	1,584	1,547
<b>FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTES DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
Erogaciones por Propiedad, Planta y Equipo	(1,522)	(1,542)	(1,555)
Reducción en efectivo provenientes de la desconsolidación de VIE Otay Mesa	(8)	-	-
Compras de patrimonio fideicomitido de desmantelamiento nuclear	(914)	(890)	(1,314)
Productos provenientes de ventas de patrimonio fideicomitido de desmantelamiento nuclear	914	890	1,314
Reducción en préstamo para las filiales, netas	-	-	31
Otros	8	-	9
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(1,522)	(1,542)	(1,515)
<b>FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTES DE ACTIVIDADES FINANCIERAS</b>			
Dividendos ordinarios pagados	-	(250)	(450)
Aportación de capital proveniente de Semptra Energy	322	-	-
Emisiones de deuda (vencimiento mayor a 90 días)	400	618	398
Abono a deuda (vencimiento mayor a 90 días) y arrendamientos financieros	(274)	(492)	(186)
(Reducción) incremento en deuda a corto plazo, neto	(211)	38	253
Aportaciones provenientes de (distribución a) participación no controladora, netas	172	57	(34)
Costos de emisión de deuda	(4)	(5)	(4)
Efectivo neto proporcionado por (estado en) actividades financieras	405	(34)	(23)
(Reducción) aumento del efectivo y los equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones	(27)	8	9
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones, 01 de enero	37	29	20
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones al 31 de diciembre	\$ 10	\$ 37	\$ 29
<b>REVELACIÓN SUPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO</b>			
Pago de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 405	\$ 214	\$ 195
Impuesto sobre la renta por pagar, neto de devolución	191	112	27
<b>REVELACIÓN SUPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIERAS VIRTUALES</b>			
Erogaciones de capital devengado	\$ 174	\$ 159	\$ 217
Aumento de las obligaciones de arrendamiento financiero para la inversión en Propiedad, Planta y Equipo	16	550	500

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados



**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**

**ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN CAPITAL CONTABLE**

(En millones de dólares)

Años terminados al 31 de diciembre 2019, 2018 and 2017

	Acciones ordinarias	Utilidades acumuladas	Otras utilidades integrales acumuladas (Pérdidas)	Capital contable de SDG&E	Participación no controladora	Total capital
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ 1,338	\$ 4,311	\$ (8)	\$ 5,641	\$ 37	\$ 5,678
<b>Utilidad neta</b>		407		407	14	421
<b>Otras utilidades integrales</b>					11	11
Dividendos declarados de acciones ordinarias (\$3.86/acción)		(450)		(450)		(450)
Actividades de participación no controladora:						
Aportaciones					1	1
Distribuciones					(35)	(35)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	1,338	4,268	(8)	5,598	28	5,626
<b>Utilidad neta</b>		669		669	7	676
<b>Otras utilidades integrales (pérdidas)</b>			(2)	(2)	8	6
Dividendos declarados de acciones ordinarias (\$2.14/acción)		(250)		(250)		(250)
Actividades de participación no controladora:						
Aportaciones					65	65
Distribuciones					(8)	(8)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	1,338	4,687	(10)	6,015	100	6,115
Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad		2	(2)	-		-
<b>Utilidad neta</b>		767		767	7	774
<b>Otras utilidades integrales (Pérdidas)</b>			(4)	(4)	2	(2)
Aportación de capital provenientes de Semptra Energy	322			322		322
Actividades de participación no controladora:						
Aportaciones					175	175
Distribuciones					(3)	(3)
Desconsolidación					(281)	(281)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ 1,660	\$ 5,450	\$ (10)	\$ 7,100	\$ -	\$ 7,100

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados



**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS**  
 (En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
Ingresos de operaciones	\$ 4,525	\$ 3,962	\$ 3,785
Gastos de operación			
Costo del gas natural	977	1,048	1,025
Operación y mantenimiento	1,780	1,613	1,474
Depreciación y amortización	602	556	515
Comisión por franquicia y otros impuestos	173	154	144
Pérdida por deterioro	37	-	-
Total gastos de operación	3,569	3,371	3,158
Ingresos por operaciones	956	591	627
Otros (gastos) utilidades, neto	(55)	15	31
Ingresos financieros	2	2	1
Gastos por intereses	(141)	(115)	(102)
Ingresos antes de impuestos sobre la renta	762	493	557
Gasto por impuesto sobre la renta	(120)	(92)	(160)
Utilidad neta	642	401	397
Dividendos preferentes	(1)	(1)	(1)
Utilidades atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 641	\$ 400	\$ 396

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados


**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE UTILIDAD (PERDIDA) INTEGRAL**

(En millones de dólares)

Años terminados al 31 de diciembre 2019, 2018 and 2017

	Monto antes de impuestos	Gasto por impuesto sobre la renta	Monto neto de impuestos
<b>2019:</b>			
Utilidad neta	\$ 762	\$ (120)	\$ 642
Otras utilidades integrales (pérdidas):			
Instrumentos financieros	1	-	1
Plan de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	1	(1)	-
Total otras utilidades integrales	2	(1)	1
Utilidades integrales	\$ 764	\$ (121)	\$ 643
<b>2018:</b>			
Utilidad neta	\$ 493	\$ (92)	\$ 401
Otras utilidades integrales (Pérdidas):			
Instrumentos financieros	1	-	1
Total otras utilidades integrales	1	-	1
Utilidades integrales	\$ 494	\$ (92)	\$ 402
<b>2017:</b>			
Utilidad neta	\$ 557	\$ (160)	\$ 397
Otras utilidades integrales (Pérdidas)			
Plan de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	1	-	1
Total otras utilidades integrales	1	-	1
Utilidades integrales	\$ 558	\$ (160)	\$ 398

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados





**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**

**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS**

(En millones de dólares)

al 31 de diciembre de 2019 al 31 de diciembre de 2018

**ACTIVOS**

Activos Circulantes:

Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 10	\$ 18
Cuentas por cobrar - comercializables netas	710	634
Cuentas por cobrar - Otros netos	87	97
Adeudados de filiales no consolidadas	11	7
Impuesto sobre la renta por cobrar, neto	161	2
Inventarios	136	134
Activos reglamentarios	7	12
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	52	37
Otros activos circulantes	44	29
Total del activo circulante	1,218	970

Otros activos:

Activos reglamentarios	1,407	1,051
Seguro por cobrar por los costos Aliso Canyon	339	461
Reservas de emisión de gases de efecto invernadero	248	116
Activos con Derecho de Uso - arrendamientos por operaciones	94	-
Otros activos a largo plazo	447	352
Total otros activos	2,535	1,980

Propiedad, Planta y Equipo:

Propiedad, Planta y Equipo	19,362	18,138
Menos depreciación y amortización acumulada	(6,038)	(5,699)
Propiedad, Planta y Equipo, neto	13,324	12,439

Total de activos	\$ 17,077	\$ 15,389
------------------	-----------	-----------

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados.



**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS (CONTINUA)**

(En millones de dólares)

29-01-2018

	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2018
<b>PASIVOS Y CAPITAL CONTABLE</b>		
<b>Pasivos Circulantes:</b>		
Deuda a corto plazo	\$ 630	\$ 256
Cuentas por pagar – comercializables	545	556
Cuentas por pagar – otras	110	93
Adeudos a las filiales no consolidadas	47	34
Compensación y prestaciones acumuladas	182	159
Pasivos reglamentarios	243	52
Porción vigente de la deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	6	3
Depósitos de los clientes	71	101
Reserva para los costos de Aliso Canyon	9	160
Obligaciones por concepto de emisión de gases de efecto invernadero	52	37
Obligaciones de retiro de activos	65	90
Otros pasivos circulantes	222	217
<b>Total de pasivos circulantes</b>	<b>2,182</b>	<b>1,758</b>
<b>Deuda a largo plazo y Arrendamientos financieros:</b>	<b>3,788</b>	<b>3,427</b>
<b>Crédito diferido y otros pasivos:</b>		
Obligaciones por concepto de pensión, neto de los activos del plan	785	760
Impuestos sobre la renta diferidos	1,403	1,177
Créditos fiscales de inversión diferidos	7	8
Pasivos reglamentarios	1,422	1,612
Obligaciones de retiro de activos	2,112	1,973
Obligaciones por concepto de emisión de gases de efecto invernadero	208	86
Crédito diferido y otros	422	330
<b>Total créditos diferidos y otros pasivos</b>	<b>6,359</b>	<b>5,946</b>
<b>Compromisos y contingencias (Nota 16)</b>		
<b>Capital contable:</b>		
Acciones preferentes (11 millones de acciones autorizadas; 1 millón de acciones en circulación)	22	22
Acciones ordinarias (100 millones de acciones autorizadas; 91 millones de acciones en circulación; sin valor nominal)	866	866
Utilidades acumuladas	3,883	3,390
Otras utilidades integrales acumuladas (Pérdidas)	(23)	(20)
<b>Total capital contable</b>	<b>4,748</b>	<b>4,258</b>
<b>Total pasivos y capital contable</b>	<b>\$ 17,077</b>	<b>\$ 15,389</b>

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados

## SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY

## ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO

(En millones de dólares)

PERITO TRADUCTORA

Acuerdo

29-01-2018

Años terminados al 31 de diciembre

	2019	2018	2017
<b>FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTES DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
Unidad neta	\$ 642	\$ 401	\$ 397
Ajustes para arribar al efectivo neto por actividades de operación			
Depreciación y amortización	602	556	515
Impuestos sobre la renta diferidos e impuesto acreditable por inversiones	88	78	137
Pérdida por deterioro	37	-	-
Otros	(5)	(7)	11
Variación neta de otros componentes del capital de trabajo			
Cuentas por cobrar	(73)	(87)	72
Adeudos a/de las filiales, neto	(1)	(10)	7
Impuesto sobre la renta por cobrar/por pagar, neto	(156)	14	(5)
Inventarios	1	(2)	(66)
Otros activos circulantes	(9)	11	-
Cuentas por pagar	(7)	71	39
Cuentas de saldo reglamentarias	114	125	53
Reserva para los costos de Aliso Canyon	(144)	56	31
Otros pasivos circulantes	(21)	(6)	20
Seguro por cobrar para los costos de Aliso Canyon	122	(43)	188
Variación en otros activos y pasivos no circulantes, neto	(322)	(144)	(93)
Efectivo neto procedente de las actividades de operación	868	1,013	1,306
<b>FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTES DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
Erogaciones por Propiedad, Planta y Equipo	(1,439)	(1,538)	(1,367)
Otras	1	7	4
Efectivo neto usado en actividades de operación	(1,438)	(1,531)	(1,363)
<b>FLUJO DE EFECTIVO PROVENIENTES DE ACTIVIDADES FINANCIERAS</b>			
Dividendos ordinarios pagados	(150)	(50)	-
Dividendos preferentes pagados	(1)	(1)	(1)
Emisiones de deuda (vencimiento mayor a 90 días)	349	949	-
Abono a deuda (vencimiento mayor a 90 días) y Arrendamientos financieros	(6)	(500)	-
Incremento en deuda a corto plazo, neto	374	140	54
Costos de emisión de deuda	(4)	(10)	-
Efectivo neto de actividades de operación	562	528	53
(Disminución) aumento del efectivo y los equivalentes de efectivo	(8)	10	(4)
Efectivo y equivalentes de efectivo, 01 de enero	18	8	12
Efectivo y equivalentes de efectivo, al 31 de diciembre de	\$ 10	\$ 18	\$ 8
<b>REVELACIÓN SUPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO</b>			
Pago de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 126	\$ 105	\$ 97
Impuesto sobre la renta por pagar, neto de devolución	188	-	28
<b>REVELACIÓN SUPLEMENTARIA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO VIRTUALES</b>			
Erogaciones de capital devengada	\$ 205	\$ 191	\$ 208
Aumento de las obligaciones de arrendamiento financiero para la inversión en Propiedad, Planta y Equipo	22	6	3

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados



**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**  
**ESTADO DE CAMBIOS EN EL CAPITAL CONTABLE**

(En millones de dólares)

Acuerdo  
29-01/2018

Años terminados al 31 de diciembre 2019, 2018 and 2017

	Acciones preferentes	Acciones ordinarias	Utilidades acumuladas	Otras utilidades integrales acumuladas (Pérdidas)	Total capital contable
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ 22	\$ 866	\$ 2,644	\$ (22)	\$ 3,510
<b>Utilidad neta</b>			397		397
<b>Otras utilidades integrales</b>				1	1
Dividendos declarados de acciones preferentes (\$1.50/acción)			(1)		(1)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	22	866	3,040	(21)	3,907
<b>Utilidad neta</b>			401		401
<b>Otras utilidades integrales</b>				1	1
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.50/acción)			(1)		(1)
Acciones ordinarias (\$0.55/acción)			(50)		(50)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	22	866	3,390	(20)	4,258
Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad			2	(4)	(2)
<b>Utilidad neta</b>			642		642
<b>Otras utilidades integrales</b>				1	1
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.50/acción)			(1)		(1)
Acciones ordinarias (\$1.64/acción)			(150)		(150)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ 22	\$ 866	\$ 3,883	\$ (23)	\$ 4,748

Véase Notas a los Estados Financieros Consolidados





SEMPRA ENERGY Y SUBSIDIARIAS  
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

NOTA 1. PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES Y OTRA INFORMACIÓN FINANCIERA

**PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN**

***Sempra Energy***

Los estados financieros consolidados de Sempra Energy incluyen las cuentas de Sempra Energy, una empresa controladora de servicios energéticos con sede en California, sus subsidiarias y Empresas de Interés Variable (VIE) consolidadas. Sempra Global es la empresa controladora de la mayoría de nuestras subsidiarias que no están sujetas al reglamento de servicios públicos de California o de Texas. Los negocios de Sempra Energy se administraron en seis segmentos separados que se deben informar hasta abril de 2019 y cinco segmentos separados que se deben informar a partir de esa fecha, los cuales se analizan en la Nota 17. En el primer trimestre de 2019, nuestro segmento Sempra LNG & Midstream se renombró “Sempra LNG”. Este cambio de nombre del segmento no tuvo ningún impacto en nuestra posición histórica, en los resultados de operaciones, en el flujo de caja o en los resultados a nivel de segmento previamente informados. Todas las referencias hechas en estas Notas a nuestros segmentos que se deben informar no pretenden hacer referencia a ninguna persona moral con el mismo nombre o uno similar.

***SDG&E***

Los estados financieros consolidados de SDG&E incluyen sus cuentas y las cuentas de una VIE de la cual SDG&E fue el principal beneficiario hasta el 23 de agosto de 2019, momento en el cual SDG&E desconsolidó la VIE, como se analiza más adelante en “Empresas de Interés Variable”. Las acciones ordinarias de SDG&E son propiedad total de Enova, que es una subsidiaria de propiedad total de Sempra Energy.

***SoCalGas***

Las acciones ordinarias de SoCalGas son propiedad total de PF, que es una subsidiaria propiedad total de Sempra Energy. En este informe, nos referimos a SDG&E y a SoCalGas en conjunto como las Empresas de Servicios Públicos de California.

**BASE DE PRESENTACIÓN**

Este es un informe combinado de Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas. Proporcionamos información independiente para SDG&E y SoCalGas según se solicite. Las referencias que se hagan en este informe a “nosotros”, “nuestro” y “Sempra Energy Consolidada” se refieren a Sempra Energy y a sus empresas consolidadas, salvo que el contexto indique lo contrario. Hemos eliminado las cuentas y operaciones entre empresas dentro de los estados financieros consolidados de cada empresa informante.

En todo este informe, nos referimos a lo siguiente como Estados Financieros Consolidados y a Notas a los Estados Financieros Consolidados cuando se analizan de forma conjunta o colectivamente:

- Estados financieros consolidados y las notas relacionadas de Sempra Energy y sus subsidiarias y las VIE;
- Estados financieros consolidados y las notas relacionadas de SDG&E y su VIE (hasta la desconsolidación de la VIE en agosto de 2019); y
- Estados financieros y las notas relacionadas de SoCalGas.

***Uso de las provisiones en la elaboración de los estados financieros***

Elaboramos nuestros estados financieros consolidados de conformidad con los Principios Contables Generalmente Aceptados en los Estados Unidos. Esto requiere que hagamos estimaciones y supuestos que afectan a las cantidades indicadas en los estados financieros y en las notas adjuntas, incluida la divulgación de los activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Aunque consideramos que las estimaciones y los supuestos son razonables, las cantidades reales pueden diferir significativamente de esas estimaciones.

**Operaciones discontinuas**

En enero de 2019, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender nuestros negocios en Sudamérica con base en nuestro enfoque estratégico en Norteamérica. Determinamos que estos negocios, que anteriormente conformaban el segmento de Servicios Públicos de Sempra Sudamérica, y ciertas actividades relacionadas con estos negocios, cumplían con los criterios apropiados para la venta. Estos negocios se presentan como operaciones discontinuas, ya que las ventas planificadas representan un cambio estratégico que tendrán un efecto importante en nuestras operaciones y resultados financieros.

En este informe, la información financiera de todos los períodos presentados se ha ajustado para reflejar la presentación de estos negocios como operaciones discontinuas, que se analizan con más detalle en la Nota 5. Los comentarios que figuran en las Notas siguientes se refieren únicamente a nuestras operaciones continuas, salvo que se indique lo contrario.



### Eventos posteriores

Evalúamos los eventos y las operaciones que se presentaron después del 31 de diciembre de 2019 hasta la fecha de publicación de los estados financieros y, en opinión de la administración, los estados que se adjuntan reflejan todos los ajustes y la información necesaria para una presentación razonable.

### EFFECTOS DE REGLAMENTACIÓN

Las políticas contables y los estados financieros de los Servicios Públicos de California reflejan la aplicación de las disposiciones de los U.S. GAAP que rigen las operaciones que se controlan por tasas y las políticas de la CPUC y la FERC. En virtud de estas disposiciones, los registros de servicios públicos que reglamentan activos reglamentarios, que generalmente son costos que de otro modo se cargarían a los gastos, si probablemente, mediante el proceso de fijación de tarifas, la empresa de servicios públicos recuperaría esos activos de los clientes. En la medida en que la recuperación ya no sea probable, los activos reglamentarios relacionados se cancelan. El pasivo reglamentario generalmente representa las cantidades que la empresa de servicios públicos cobra a los clientes antes de los gastos reales. Si los gastos reales son inferiores a las cantidades cobradas previamente a los contribuyentes, el exceso se reembolsará a los clientes, generalmente mediante la reducción de las tarifas futuras. El pasivo reglamentario también puede derivarse de otras operaciones, como las ganancias no realizadas en contratos de precio fijo y otros derivados o ciertos beneficios del impuesto sobre la renta diferido que se transfieren a los clientes en las tasas futuras. Además, las empresas de servicios públicos de California registran pasivos reglamentarios cuando la CPUC o la FERC exigen que se haga un reembolso a los clientes o solicite que una ganancia u otra operación de costos netos permitidos se entregue a los clientes en períodos futuros.

La determinación de la probabilidad de recuperación de los activos reglamentarios requiere de una decisión significativa por parte de la administración y puede incluir, entre otras cosas, que se considere lo siguiente:

- la naturaleza del evento que da lugar a la valoración
- leyes y código normativo vigentes
- precedentes legales
- principios reglamentarios y medidas reglamentarias análogas
- testimonio presentado en las audiencias reglamentarias
- órdenes reglamentarias
- un mecanismo autorizado por la comisión establecido para la acumulación de costos
- estado de las solicitudes para nuevas audiencias o apelaciones de los tribunales estatales
- aprobación específica de una comisión
- experiencia histórica

La empresa de distribución de gas natural de Sempra México, Ecogas, también aplica a sus operaciones los U.S. GAAP para empresas de servicios públicos que se rigen mediante tarifas, incluida la misma evaluación de la probabilidad de recuperación de los activos reglamentarios que se describieron anteriormente.

En la Nota 4 proporcionamos información relacionada con los activos y pasivos reglamentarios.

Nuestro segmento de Sempra Texas Utilities se integra por nuestras inversiones por el método de participación en Oncor Holdings, que, al 31 de diciembre de 2019, posee una participación del 80.25% en Oncor y Sharyland Holdings que posee el 100% de Sharyland Utilities. Oncor y Sharyland Utilities son empresas de servicios públicos que transmiten y distribuyen electricidad constituidas en Texas y sus tarifas las controla la PUCT y determinadas ciudades y están sujetas a procesos de fijación de tarifas reglamentadas y a la supervisión anual de las utilidades. Oncor y Sharyland Utilities preparan sus estados financieros de acuerdo con lo dispuesto en los U.S. GAAP que rigen las operaciones reglamentadas por las normas.

Nuestro segmento de Sempra México incluye las empresas operativas de nuestra subsidiaria, IEnova, así como ciertas empresas controladoras y la actividad de administración de riesgos. Algunas actividades comerciales de IEnova las controla la CRE y cumplen con los requisitos contables reglamentarios de los U.S. GAAP. Los proyectos de oleoductos que se construyen actualmente en IEnova que cumplen los requisitos contables reglamentarios de los U.S. GAAP registran el impacto de la AFUDC en relación con la participación. Analizamos la AFUDC más adelante en la sección "Propiedad, planta y equipo".



### **MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE**

Medimos ciertos activos y pasivos a valor razonable de manera recurrente, principalmente los activos y derivados del fideicomiso del plan de beneficios del desmantelamiento nuclear. También medimos ciertos activos a valor razonable de forma no recurrente en determinadas circunstancias.

La medición del valor razonable refleja las hipótesis que los participantes en el mercado utilizarían para fijar el precio de un activo o un pasivo con base en la mejor información disponible. Estos supuestos incluyen el riesgo inherente a una técnica de valoración determinada (como un modelo de fijación de precios) y los riesgos inherentes a los insumos del modelo. Además, tomamos en cuenta la solvencia crediticia del emisor al medir sus pasivos a su valor razonable.

Establecemos una jerarquía de valor razonable que prioriza los insumos que se utilizan para medir el valor razonable. La jerarquía da la mayor prioridad a los precios cotizados no ajustados en mercados activos para activos o pasivos idénticos (medición de Nivel 1) y la menor prioridad a los insumos no observables (medición de Nivel 3). Los tres niveles de la jerarquía del valor razonable son los siguientes:

*Nivel 1* - Los insumos para la fijación de precios son los precios cotizados no ajustados disponibles en los mercados activos para activos o pasivos idénticos a la fecha de presentación de informes. Los mercados activos son aquellos en los que las operaciones del activo o el pasivo se producen con una frecuencia y un volumen suficientes para proporcionar información sobre la fijación de precios de forma continua. Nuestros instrumentos financieros de Nivel 1 se integran principalmente por acciones cotizadas en bolsa y valores del tesoro del gobierno de los Estados Unidos, principalmente en los NDT y en los fideicomisos de planes de prestaciones, y en derivados cotizados en bolsa.

*Nivel 2* - Los insumos para la fijación de precios son distintos de los precios cotizados en los mercados activos que se incluyen en el Nivel 1, que son directa o indirectamente observables en la fecha del informe. El Nivel 2 incluye los instrumentos financieros que se valúan utilizando modelos u otras metodologías de valuación. Estos modelos son principalmente modelos estándar de la industria que tienen en cuenta diversos supuestos, entre ellos:

- precios futuros de los productos básicos
- valor del tiempo
- precios actuales de mercado y contractuales de los instrumentos subyacentes
- factores de volatilidad
- otras medidas económicas pertinentes.

Prácticamente todos estos supuestos son observables en el mercado durante todo el período de vigencia del instrumento y pueden derivarse de datos observables o estar respaldados por niveles observables a los que se ejecutan las operaciones en el mercado. Nuestros instrumentos financieros en esta categoría incluyen acciones que cotizan en bolsa, bonos corporativos nacionales, bonos municipales y otros bonos extranjeros, principalmente en los NDT y los fideicomisos de planes de prestaciones, y derivados que no cotizan en bolsa, como instrumentos de tasas de interés y contratos a plazo y opciones extrabursátiles.

*Nivel 3* - Los insumos de fijación de precios incluyen insumos significativos que generalmente son menos observables desde fuentes objetivas. Estos insumos pueden utilizarse con metodologías desarrolladas internamente que dan como resultado la mejor estimación del valor razonable por parte de la administración desde la perspectiva de un participante del mercado. Nuestros instrumentos financieros de Nivel 3 se integran por CRR y posiciones de electricidad a precio fijo en SDG&E.

### **EFFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFFECTIVO Y EFFECTIVO CON RESTRICCIONES**

Los equivalentes de efectivo son inversiones de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos en la fecha de compra.

El efectivo con restricciones incluye principalmente:

- para SDG&E, los fondos en poder de un fiduciario para que VIE Otay Mesa pague ciertos costos de operación hasta la desconsolidación de la VIE en agosto de 2019; y





para Sempra México, fondos denominados principalmente en pesos mexicanos para pagar derechos de servidumbre, derechos de licencia, permisos, levantamientos topográficos y otros costos en virtud de acuerdos de fideicomiso y deuda relacionados con proyectos de oleoductos.

En la siguiente tabla se presenta una conciliación entre el efectivo, los equivalentes de efectivo y el efectivo con restricciones que se informan en los Balances Generales Consolidados a la suma de esas cantidades que figuran en los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados.

### CONCILIACIÓN DE EFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFECTIVO Y EFECTIVO CON RESTRICCIONES

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre	
	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 108	\$ 102
Efectivo con restricciones circulante	31	35
Efectivo con restricciones no circulante	3	21
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones en operaciones discontinuas	75	88
Efectivo total, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones en los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados	\$ 217	\$ 246
<b>SDG&amp;E:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 10	\$ 8
Efectivo con restricciones circulante	-	11
Efectivo con restricciones no circulante	-	18
Efectivo total, equivalentes de efectivo y efectivo con restricciones en los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados	\$ 10	\$ 37



Registramos las reservas para el cobro de cuentas comerciales y otras cuentas y documentos por cobrar, que incluyen reservas para cuentas de clientes de cobro dudoso y para otras cuentas por cobrar. En la siguiente tabla se muestran los cambios en estas reservas:

**RESERVAS DE COBRO**

(En millones de dólares)

	Años que terminaron el 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Reservas para cobro de activos exigibles al 1 de enero	\$ 21	\$ 25	\$ 29
Provisión para cuentas incobrables	22	10	12
Cancelaciones	(14 )	(14 )	(16)
Reservas para cobro de activos exigibles al 31 de diciembre	\$ 29	\$ 21	\$ 25
<b>SDG&amp;E:</b>			
Reservas para cobro de activos exigibles al 1 de enero	\$ 11	\$ 9	\$ 8
Provisión para cuentas incobrables	10	9	8
Cancelaciones	(7 )	(7 )	(7)
Reservas para cobro de activos exigibles al 31 de diciembre	\$ 14	\$ 11	\$ 9
<b>SoCalGas:</b>			
Reservas para cobro de activos exigibles al 1 de enero	\$ 10	\$ 16	\$ 21
Provisión para cuentas incobrables	12	1	4
Cancelaciones	(7 )	(7 )	(9)
Reservas para cobro de activos exigibles al 31 de diciembre	\$ 15	\$ 10	\$ 16

Evaluamos la posibilidad de cobrar las cuentas por cobrar utilizando una combinación de factores, entre ellos el estado de vencimiento basado en las condiciones contractuales, las tendencias en las depreciaciones, la antigüedad de los activos exigibles, la solvencia de la contraparte, la situación económica y hechos concretos, como las quiebras. Cuando es necesario, se hacen ajustes a las reservas de cobro con base en los resultados de los análisis, la antigüedad de las cuentas por cobrar y las tendencias históricas y del sector.

Cancelamos las cuentas por cobrar en el período en que consideramos que la cuenta por cobrar es incobrable. Registramos las recuperaciones de las cuentas por cobrar previamente canceladas cuando se tiene conocimiento de que serán recibidas.

**CONCENTRACIÓN DEL RIESGO SOBRE CRÉDITO OTORGADO**

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida que se produciría como resultado del incumplimiento por parte de nuestras contrapartes de sus obligaciones contractuales. Tenemos políticas que rigen la administración del riesgo crediticio que administran los respectivos departamentos de crédito para cada una de las empresas de servicios públicos de California y, de forma combinada, para todas las filiales no reguladas por la CPUC y supervisadas por sus comités de administración de riesgos independientes.

Esta supervisión incluye el cálculo del riesgo crediticio actual y potencial de forma diaria y la supervisión de los saldos reales en comparación con los límites aprobados. Establecemos los límites de crédito en función de las consideraciones de riesgo y rendimiento en los términos habitualmente disponibles en el sector. Evitamos la concentración de contrapartes siempre que sea posible, y creemos que nuestras políticas de crédito reducen significativamente el riesgo crediticio general. Estas políticas incluyen una evaluación de:

- Situación financiera de las posibles contrapartes (incluidas las calificaciones crediticias)
- requisitos de garantía
- el uso de contratos homologados que permiten compensar las exposiciones positivas y negativas relacionadas con una sola contraparte.
- disminución de la calificación crediticia



Consideramos que hemos proporcionado reservas adecuadas para el incumplimiento de la contraparte.

Como nuestros proyectos de desarrollo entran en funcionamiento, dependemos en gran medida de la capacidad de los proveedores para cumplir con los contratos a largo plazo y de nuestra capacidad para hacer cumplir los términos del contrato en caso de incumplimiento. Además, los factores que consideramos al evaluar un proyecto de desarrollo incluyen la negociación de contratos con clientes y proveedores y, por lo tanto, dependemos de estos contratos para el desempeño futuro. También podemos condicionar nuestra decisión de seguir adelante con los proyectos de desarrollo a la obtención previa de estos contratos de clientes y proveedores.

## INVENTARIOS

La empresa de servicios públicos de California valúa el inventario de gas natural utilizando el método LIFO (Últimas entradas, primeras salidas, UEPS, por sus siglas en español). A medida que los inventarios se venden, las diferencias entre la valuación LIFO y el costo de reposición estimado se reflejan en las tarifas de los clientes. Estas diferencias suelen ser temporales, pero pueden llegar a ser permanentes si el inventario de gas natural que se retira del almacenamiento durante el año no se reemplaza al final del mismo. La empresa de servicios públicos de California generalmente valúa los materiales y suministros al costo medio o al valor neto realizable, el que sea menor.

Sempra México y Sempra LNG valúan el inventario de gas natural, los materiales y suministros al menor del costo promedio o el valor neto realizable. Sempra México y Sempra LNG valúan el inventario de LNG usando el método Últimas entradas, primeras salidas.

Los componentes de los inventarios son los siguientes:

### SALDOS DE INVENTARIO AL 31 DE DICIEMBRE

(En millones de dólares)

	Natural gas		LNG		Materiales y suministros		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Sempra Energy Consolidado	\$ 110	\$ 95	\$ 9	\$ 4	\$ 158	\$ 159	\$ 277	\$ 258
SDG&E	1	-	-	-	93	102	94	102
SoCalGas	90	92	-	-	46	42	136	134

## FONDO CONTRA INCENDIOS FORESTALES

El 12 de julio de 2019 la Legislación en materia de Incendios Forestales se convirtió en ley. La Legislación en materia de Incendios Forestales aborda ciertas cuestiones relacionadas con la propagación de incendios forestales catastróficos en el Estado de California y su impacto en los servicios públicos propiedad de los inversionistas (IOU). Las empresas de distribución de gas propiedad de los inversionistas, como SoCalGas, no están amparadas por esta ley. Entre las cuestiones que se abordan en esta ley figuran la mitigación de los incendios forestales, las normas y requisitos de recuperación de costos, un fondo para incendios forestales, un límite de responsabilidad y la creación de una junta de seguridad para los incendios forestales.

La Legislación en materia de Incendios Forestales dispone que SDG&E aporte al menos \$215 millones de dólares de mejoras de capital para la mitigación del riesgo de incendios, que serán los primeros \$215 millones de dólares de capital que se incluyan en su plan de mitigación de incendios forestales, y que recupere sus costos de financiación sin un ROE (Rendimiento sobre capital).

La Legislación en materia de Incendios Forestales estableció una norma jurídica revisada para la recuperación de los costos de los incendios forestales (Norma de Administración Prudente Revisada) y estableció un fondo (el Fondo de Incendios Forestales) para proporcionar liquidez a SDG&E, PG&E y Edison para pagar las reclamaciones relacionadas con los incendios forestales de los IOU en caso de que el organismo gubernamental responsable de determinar la causalidad determine que el equipo de los IOU aplicable causó la ignición de un incendio forestal, se exceda la cobertura del seguro primario y se cumplan otras condiciones.

El objetivo principal del Fondo contra Incendios Forestales es reunir los recursos proporcionados por los accionistas y los contribuyentes de los IOU y ponerlos a disposición para reembolsar a los IOU por las reclamaciones de terceros por incendios forestales que se produzcan después del 12 de julio de 2019, fecha de entrada en vigor de la Legislación en materia de Incendios Forestales, con sujeción a ciertas limitaciones.

Una IOU puede solicitar el pago del Fondo contra Incendios Forestales por reclamaciones de daños a terceros liquidados o resueltos que sujan de ciertos incendios forestales que excedan, en total en un año calendario, lo que resuite mayor de \$1 mil millones de dólares o el monto requerido de cobertura de seguro de la IOU, según lo que sugiera el administrador del Fondo contra Incendios Forestales. Las reclamaciones por incendios forestales que apruebe el administrador del Fondo contra Incendios Forestales las pagará dicho Fondo a la IOU en la medida en que haya fondos disponibles.

Los fondos que se utilicen estarán sujetos a revisión por parte de la CPUC, que determinará el grado de prudencia o imprudencia por parte de la IOU con respecto a la ignición de un incendio forestal. La Norma de Administración Prudente Revisada dispone





que la CPUC aplique normas claras al revisar las pérdidas de responsabilidad por incendio forestal pagadas al determinar el grado de razonabilidad del comportamiento de una IOU en relación con una ignición.

Según esta norma, el comportamiento que se revisa en relación con la ignición puede incluir factores que están dentro del control de la IOU y fuera de la misma, como la humedad, la temperatura y los vientos. Los costos y gastos pueden asignarse para la recuperación de los costos en su totalidad o en parte. Además, en virtud de esta norma, el comportamiento de una IOU se considerará razonable si en el momento de la ignición existe una certificación anual de seguridad válida, a menos que se plantee una duda importante, en cuyo caso la carga se traslada a la empresa de servicios públicos para disipar esa duda. Las IOU recibirán una certificación anual de seguridad de la CPUC si cumplen varios requisitos.

Si una IOU mantiene una certificación de seguridad anual válida, en la medida en que se considere imprudente, las reclamaciones las reembolsará la IOU al Fondo contra Incendios Forestales con un límite en la base de la tasa de la IOU. El requisito total de reembolsar al Fondo contra Incendios Forestales durante un período de tres años calendario posteriores tiene un límite máximo del 20% de la porción de capital de la base de tasas de transmisión y distribución de electricidad de una IOU en el año de la determinación de la prudencia. SDG&E recibió la certificación anual de seguridad por parte de la CPUC el 26 de julio de 2019, que es válida por 12 meses. Con base en la tasa de 2019, el límite de responsabilidad de SDG&E es de aproximadamente \$900 millones de dólares, que se ajustará anualmente. El límite de responsabilidad se aplicará de manera continua durante tres años siempre y cuando se reciban las futuras certificaciones de seguridad anuales y el Fondo contra Incendios Forestales no se haya cancelado, lo que podría ocurrir si se agotan los fondos. Las cantidades que excedan el límite de responsabilidad y las cantidades que se determine que incurrieron prudentemente no necesita reembolsarla la IOU al Fondo contra Incendios Forestales. El Fondo contra Incendios Forestales no tiene un plazo específico y la cobertura continuará hasta que se agoten los activos del Fondo y éste se dé por terminado, en cuyo caso, los fondos restantes se transferirán al fondo general de California para que se utilicen en programas de mitigación del riesgo de incendios. El Fondo contra Incendios Forestales podría financiarse inicialmente hasta por \$10.5 mil millones de dólares mediante un préstamo del Fondo de Inversión de Dinero Excedente del Estado de California. Dicho préstamo será financiado posteriormente a través de un bono del DWR (Departamento de Recursos Hidráulicos), bursatilizado a través de un recargo específico en las facturas de los contribuyentes atribuible al DWR. En octubre de 2019, la CPUC tomó una decisión por la que autorizaba un cargo no anulable que sería recaudado por la IOU para apoyar la emisión anticipada de bonos DWR autorizada por la AB 1054. La decisión de la CPUC también determinó que los contribuyentes de las empresas eléctricas no participantes no pagarán el cargo no anulable. PG&E ha aceptado participar en el Fondo contra Incendios Forestales, sujeto a la aprobación del tribunal de quiebras. Por consiguiente, si PG&E no puede participar en el Fondo contra Incendios Forestales, sus clientes no pagarán el cargo no anulable, lo que resultará en aportaciones al Fondo contra Incendios Forestales significativamente menores por parte de los contribuyentes que los \$10.5 mil millones de dólares previstos. El Fondo contra Incendios Forestales también podría financiarse por un monto hasta de \$7.5 mil millones de dólares en aportaciones iniciales de los accionistas de las IOU (la participación de SDG&E es de \$322.5 millones de dólares, la de PG&E es de \$4.8 mil millones de dólares y la de Edison es de \$2.4 mil millones de dólares). A las IOU también se les podría exigir que hicieran aportaciones anuales de los accionistas al Fondo contra Incendios Forestales con un valor total de \$3 mil millones de dólares durante un período de 10 años (la participación de SDG&E es de \$129 millones de dólares, la de PG&E es de \$1.9 mil millones de dólares y la de Edison es de \$945 millones de dólares). Si PG&E no puede participar en el Fondo contra Incendios Forestales, las aportaciones totales de los accionistas de SDG&E y Edison al Fondo contra Incendios Forestales no cambiarán y se espera que sumen aproximadamente \$3.8 mil millones de dólares. Al calcular el período de beneficio del activo del Fondo contra Incendios Forestales que discutimos más adelante, asumimos que PG&E participará en el Fondo contra Incendios Forestales. Las aportaciones no están sujetas a la recuperación de la tasa.

SDG&E pagó su aportación inicial de accionista de \$322.5 millones de dólares al Fondo contra Incendios Forestales en septiembre de 2019. SDG&E financió esta aportación el producto de una aportación de capital de Sempra Energy. Sempra Energy financió la aportación de capital a SDG&E con el producto de la liquidación de los contratos de venta a futuro a través de la entrega física de acciones ordinarias de Sempra Energy a cambio de efectivo, lo cual se analiza en la Nota 14. Edison pagó su aportación inicial de accionista en septiembre de 2019.

En una demanda presentada en el Tribunal Federal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Norte de California en julio de 2019, los actores pretenden invalidar la ley AB 1054 con base en los argumentos de que la legislación viola la ley federal. El Fiscal General de California ha solicitado que se desestime la demanda.

#### **Activos del Fondo contra Incendios Forestales**

SDG&E registró un activo del Fondo contra Incendios Forestales por su compromiso de hacer aportaciones de los accionistas por un total de \$451.5 millones de dólares, medidos a valor actual al 25 de julio de 2019 (fecha en que tanto Edison como SDG&E eligieron contribuir al Fondo contra Incendios Forestales). SDG&E está amortizando el activo del Fondo contra Incendios Forestales a O&M en una base lineal durante el período estimado de beneficio, ajustado para su uso por las IOU. El período estimado de beneficio del activo del Fondo contra Incendios Forestales, que es de 15 años a partir del 31 de diciembre de 2019, se basa en varios supuestos, entre ellos:

- la experiencia histórica de incendios forestales de cada IOU en el Estado de California, incluida la frecuencia y la gravedad de los incendios forestales.
- el valor de los bienes dañados potencialmente por los incendios forestales.





la eficacia de los esfuerzos de mitigación del riesgo de incendios forestales por parte de cada IOU.  
límite de responsabilidad de cada IOU

- Niveles de determinación de prudencia de la IOU.
- Niveles de asignación jurisdiccional de la FERC
- Niveles de cobertura del seguro

El uso de diferentes supuestos, o los cambios en los supuestos utilizados, podrían tener un impacto significativo en el período estimado de beneficio del activo del Fondo contra Incendios Forestales. Reevaluaremos periódicamente el período estimado de beneficio del activo del Fondo contra Incendios Forestales con base en la experiencia real y los cambios en los supuestos anteriores. SDG&E puede reconocer una reducción de su activo del Fondo contra Incendios Forestales y registrar un cargo a las ganancias en el período en que haya una reducción de la cobertura disponible debido a reclamaciones recuperables de las IOU. La reducción al activo del Fondo contra Incendios Forestales puede ser proporcional al consumo del Fondo contra Incendios Forestales (es decir, las recuperaciones por reclamaciones pendientes por incendio forestal que son recuperables del Fondo contra Incendios Forestales, netas de los reembolsos anticipados o reales al Fondo contra Incendios Forestales por la IOU responsable, disminuirían el activo del Fondo contra Incendios Forestales y la cobertura restante disponible). Al 31 de diciembre de 2019, no se conocían reclamaciones de este tipo de las IOU que requirieran una reducción del activo del Fondo contra Incendios Forestales.

Al 31 de diciembre de 2019, la porción actual del activo del Fondo contra Incendios Forestales era de \$29 millones de dólares en Otros Activos Circulantes en el Balance General Consolidado de Semptra Energy y en Gastos Anticipados en el Balance General Consolidado de SDG&E, y la porción no circulante de \$392 millones de dólares estaba en el Fondo contra Incendios Forestales en el Balance General Consolidado de Semptra Energy y SDG&E.

#### ***Obligación del Fondo contra Incendios Forestales***

SDG&E registró una obligación del Fondo contra Incendios Forestales por su compromiso de hacer aportaciones de los accionistas por un total de \$451.5 millones de dólares, medidos a valor actual al 25 de julio de 2019 (fecha en que tanto Edison como SDG&E optaron por aportar al Fondo contra Incendios Forestales). SDG&E pagó su aportación inicial de accionista de \$322.5 millones de dólares al Fondo contra Incendios Forestales en septiembre de 2019 y su primera aportación anual de accionista de \$12.9 millones de dólares en diciembre de 2019. Al 31 de diciembre de 2019, SDG&E espera hacer aportaciones anuales de los accionistas de \$12.9 millones de dólares en cada uno de los próximos nueve años. SDG&E acumula el valor actual de la obligación del Fondo contra Incendios Forestales a O&M hasta que el pasivo se liquide. Al 31 de diciembre de 2019, la obligación del Fondo contra Incendios Forestales era de \$12.9 millones de dólares en Otros Pasivos Circulantes y \$86 millones de dólares en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Generales Consolidados de Semptra Energy y SDG&E.

#### **IMPUESTOS SOBRE LA RENTA**

El gasto por impuesto sobre la renta incluye el impuesto sobre la renta circulante y el diferido. Registramos los impuestos sobre la renta diferidos por las diferencias temporales entre el registro contable y la base fiscal de los activos y pasivos. Los ITC (Créditos Fiscales por Insumos) de años anteriores se amortizan a los ingresos por los Servicios Públicos de California durante la vida útil estimada de los bienes según lo dispuesto por la CPUC.



En virtud del tratamiento contable reglamentario requerido para las diferencias temporales de flujo, los Servicios Públicos de California y Sempra México reconocen:

- activos reglamentarios para compensar el pasivo por impuestos sobre la renta diferidos si es probable que las cantidades se recuperen de los clientes; y
- pasivo reglamentario para compensar los activos por impuestos sobre la renta diferidos si es probable que las cantidades se devuelvan a los clientes.

Cuando existen incertidumbres relacionadas con los posibles beneficios del impuesto sobre la renta para tener derecho al reconocimiento, la posición que tomamos se relaciona con una mayor probabilidad de ser sostenida (con base en los méritos técnicos de la posición) ante la impugnación de las autoridades respectivas. El término “una probabilidad mayor a” significa una probabilidad de más del 50%. De lo contrario, es posible que no reconozcamos ninguno de los posibles beneficios fiscales que se relacionan con la posición. Reconocemos un beneficio para una posición tributaria que cumple con el criterio de “una mayor probabilidad” en la mayor cantidad de beneficio fiscal que tiene una probabilidad de más del 50% de realizarse al momento de su resolución efectiva.

Los beneficios fiscales del impuesto sobre la renta no reconocidos implican el juicio de la administración sobre la probabilidad de que el beneficio se mantenga. La resolución definitiva de las posiciones fiscales inciertas podría derivar en ajustes a los montos registrados y podría afectar nuestro ETR. En diciembre de 2017, la TCJA (Ley de Empleos y Reducción de Impuestos) se convirtió en ley. Como resultado de lo anterior, todas las ganancias acumuladas no distribuidas de las subsidiarias no estadounidenses se consideraron repatriadas y se sometieron a un impuesto federal de los Estados Unidos por única vez considerado un impuesto de repatriación. En la medida en que tengamos la intención de repatriar el efectivo a los Estados Unidos de nuestras operaciones internacionales continuas, acumularemos un aumento del impuesto sobre la renta. En la actualidad no registramos impuestos sobre la renta diferidos para otras diferencias de base entre los estados financieros y las cantidades de inversión del impuesto sobre la renta en las subsidiarias no estadounidenses en la medida en que las ganancias acumuladas no distribuidas correspondientes se reinviertan indefinidamente. Reconocemos el gasto por impuesto sobre la renta para las diferencias de base relacionadas con los ingresos intangibles globales de baja tributación como un costo del período si se incurre en el mismo o cuando éste se produzca. En la Nota 8 proporcionamos información adicional sobre el impuesto sobre la renta.

## **RESERVAS Y OBLIGACIONES EN MATERIA DE GASES DE EFECTO INVERNADERO**

Los Servicios Públicos de California, Sempra México y Sempra LNG están obligadas por la AB 32 a adquirir reservas de gases de efecto invernadero (GEI) por cada tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente que se emita a la atmósfera durante la generación de electricidad y el transporte de gas natural. En los Servicios Públicos de California muchas reservas de GEI se nos asignan en nombre de nuestros clientes sin costo alguno. Registramos las reservas de GEI compradas y asignadas al costo promedio más bajo del mercado. Medimos la obligación de cumplimiento que se basa en las emisiones, al valor en libros de las reservas que se tienen más el valor razonable de las reservas de emisión adicionales necesarias para cumplir con la obligación. Los Servicios Públicos de California equilibran los costos e ingresos relacionados con el programa de GEI mediante cuentas de balance reglamentarias. Sempra México y Sempra LNG registran el costo de las obligaciones de GEI en el costo de las ventas. Eliminamos los activos y pasivos del balance general a medida que se entregan las reservas.

## **CERTIFICADOS DE ENERGÍA RENOVABLE (REC)**

Los REC son derechos energéticos que establecen las dependencias gubernamentales para la promoción ambiental y social de la generación de electricidad renovable. Un REC, y sus atributos y beneficios relacionados, pueden venderse por separado de la electricidad física subyacente relacionada con una fuente de generación basada en renovables en ciertos mercados. Los vendedores minoristas de electricidad obtienen REC a través de un PPA (Contrato de Compraventa de Energía renovable), generación interna o compras independientes en el mercado para cumplir con las RPS (Normas de Cartera de Renovables) que establecen las dependencias gubernamentales. Las REC proporcionan la documentación para la generación de una unidad de energía renovable que se utiliza para verificar el cumplimiento de la RPS. El costo de los REC en SDG&E, que es recuperable en las tarifas, se registra en el Costo del Combustible Eléctrico y la Energía Eléctrica Comprada en los Estados Consolidados de Resultados.

**PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO****Roldán**

Los PP&E (Propiedad, Planta y Equipo) se registran al costo y abarcan principalmente los edificios, el equipo y otras instalaciones que utilizan los Servicios Públicos de California para proporcionar servicios de gas natural y electricidad y las empresas de Semptra Global en sus operaciones, incluidos los trabajos de construcción en curso. Los PP&E también incluye mejoras de arrendamiento y otros equipos en la Empresa Matriz y otros

Los costos de nuestra planta incluyen mano de obra, materiales y servicios de contrato, así como los gastos de las refacciones en los que se incurre durante una interrupción importante de mantenimiento de una planta. Además, el costo de la planta de servicios públicos en nuestros negocios que se rigen por tarifa y los PP&E controlados por proyectos que cumplen con los requisitos contables reglamentarios de U.S. GAAP, incluye la AFUDC. El costo de otros PP&E incluye los intereses capitalizados. Los gastos de mantenimiento se contabilizan a medida en que se incurren en los mismos. El costo de la mayoría de los activos sujetos a depreciación de las plantas de servicios públicos retirados, menos el valor de rescate se carga a la depreciación acumulada.

En la Nota 7 se analizan los activos garantizados como garantía de ciertas deudas.


**PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO POR CATEGORÍA FUNCIONAL PRINCIPAL**

(In millones de dólares)

Acuerdo  
29-01-2018

	31 de diciembre		Tasas de depreciación de los años terminados al 31 de diciembre			
	2019	2018	2019	2018	2017	
<b>SDG&amp;E:</b>						
Operaciones de gas natural	\$ 2,534	\$ 2,382	2.47 %	2.44 %	2.40	%
Distribución eléctrica	7,985	7,462	3.94	3.91	3.92	
Transmisión eléctrica <sup>(1)</sup>	6,577	6,222	2.79	2.76	2.71	
Generación eléctrica <sup>(2)</sup>	2,415	2,967	4.50	4.12	4.05	
Otro tipo de energía eléctrica <sup>(3)</sup>	1,492	1,408	6.61	6.43	5.54	
Trabajos de construcción en curso <sup>(1)</sup>	1,501	1,221	NA	NA	NA	
Total SDG&E	22,504	21,662				
<b>SoCalGas:</b>						
Operaciones de gas natural <sup>(4)</sup>	18,370	17,268	3.60	3.60	3.63	
Otros servicios no públicos	34	34	5.08	5.39	5.28	
Trabajos de construcción en curso	958	836	NA	NA	NA	
Total SoCalGas	19,362	18,138				
<b>Otras unidades operativas y empresa <sup>(5)</sup>:</b>			<b>Vida útil estimada</b>		<b>Promedio ponderado de la vida útil</b>	
Terrenos y derechos sobre los terrenos	278	326	16 a 50 años <sup>(6)</sup>		31	
<b>Maquinaria y equipo:</b>						
Plantas generadoras	1,154	869	15 a 20 años		18	
Terminales LNG	1,134	1,134	43 años		43	
Oleoducto y almacenamiento	3,596	3,413	5 a 50 años		41	
Otros	180	183	1 a 50 años		6	
Trabajos de construcción en curso	895	451	NA		NA	
Otros <sup>(7)</sup>	226	439	3 a 50 años		15	
	7,463	6,815				
<b>Total Sempra Energy Consolidado</b>	<b>\$ 49,329</b>	<b>\$ 46,615</b>				

(1) Al 31 de diciembre de 2019, incluye \$484 millones de dólares en activos de transmisión eléctrica y \$13 millones de dólares en trabajos de construcción en curso relacionados con la participación del 90% de SDG&E en la línea de transmisión Southwest Powerlink, propiedad conjunta de SDG&E con otras empresas de servicios públicos. SDG&E, y cada uno de los otros propietarios, posee su interés indiviso como arrendatario en común en las propiedades. Cada propietario es responsable de su parte del proyecto y participa en las decisiones que se relacionan con las operaciones y los gastos de capital. La participación de SDG&E en los gastos de operación se incluye en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy y SDG&E.

(2) Incluye activos de arrendamiento capitalizable de \$1.3 mil millones de dólares al 31 de diciembre de 2018.

(3) Incluye activos de arrendamiento capitalizable de \$13 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018.

(4) Incluye activos de arrendamiento capitalizable de \$40 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018.

(5) Incluye \$178 millones de dólares y \$154 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, de la planta de servicios públicos, principalmente oleoductos y otros activos de distribución en Ecogas.

(6) Las vidas útiles estimadas son para los derechos sobre la tierra.

(7) Incluye activos de arrendamiento capitalizable de \$136 millones de dólares y mejoras de arrendamiento asociadas de \$24 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018 relacionadas con el acuerdo de construcción a medida de nuestra empresa matriz, que se contabiliza como un activo ROU (Activo con derecho de uso) a partir del 1 de enero de 2019 una vez que se aplique la norma de arrendamiento.





Los gastos de depreciación se calculan utilizando el método de línea recta a lo largo de la vida útil compuesta estimada del activo, el periodo prescrito por la CPUC para los Servicios Públicos de California o el plazo restante de los arrendamientos del sitio, el que sea más corto.

### GASTOS POR DEPRECIACIÓN

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidado	\$ 1,551	\$ 1,470	\$ 1,368
SDG&E	757	686	621
SoCalGas	598	553	514

### DEPRECIACIÓN ACUMULADA

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre	
	2019	2018
<b>SDG&amp;E:</b>		
Depreciación acumulada:		
Electricidad <sup>(1)</sup>	\$ 4,705	\$ 4,558
Gas natural	832	794
Total SDG&E	5,537	5,352
<b>SoCalGas:</b>		
Depreciación acumulada de planta de gas natural en servicio <sup>(2)</sup>	6,023	5,685
Depreciación acumulada – otros servicios no públicos	15	14
Total SoCalGas	6,038	5,699
<b>Otras unidades operativas y empresa:</b>		
Depreciación acumulada – otras <sup>(3)</sup>	1,302	1,125
<b>Total Sempra Energy Consolidado</b>	<b>\$ 12,877</b>	<b>\$ 12,176</b>

(1) Incluye la depreciación acumulada de los activos de arrendamiento capitalizable de \$48 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018. Incluye \$263 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 relacionados con la participación del 90% de SDG&E en la línea de transmisión Southwest Powerlink, adquirida conjuntamente por SDG&E y otras empresas de servicios públicos.

(2) Incluye la depreciación acumulada de los activos de arrendamiento capitalizable de \$37 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018.

(3) Incluye la depreciación acumulada de los activos de arrendamiento capitalizable de \$10 millones de dólares y las mejoras de arrendamiento asociadas de \$3 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018 relacionadas con el acuerdo de construcción a medida de nuestra empresa matriz, que se contabiliza como un activo de ROU a partir del 1 de enero de 2019. Incluye \$49 millones de dólares y \$43 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, de depreciación acumulada para la planta de servicios públicos en Ecogas.

Los Servicios Públicos de California financian sus proyectos de construcción con fondos de deuda y de capital. La CPUC y la FERC permiten la recuperación del costo de estos fondos mediante la capitalización de la AFUDC, calculada al utilizar las tasas autorizadas por la CPUC y la FERC, como un componente del costo de los PP&E (Propiedad, Planta y Equipo). Los Servicios Públicos de California obtienen un rendimiento de la AFUDC capitalizado después de que la propiedad de la empresa de servicios públicos se pone en servicio y recuperan la AFUDC de sus clientes durante las vidas útiles esperadas de los activos.

Los proyectos de oleoductos y gasoductos que actualmente construye Sempra México, que están sujetos a ciertos reglamentos y que cumplen con los requisitos contables reglamentarios de U.S. GAAP registran el impacto del AFUDC.

Capitalizamos los costos de intereses en los que se incurre para financiar los proyectos de capital y los intereses en inversiones de método de participación que no han comenzado las operaciones principales planificadas



En el siguiente cuadro se resumen los intereses capitalizados y la AFUDC

### **COSTOS FINANCIEROS CAPITALIZADOS**

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidado	\$ 183	\$ 193	\$ 247
SDG&E	75	82	85
SoCalGas	47	48	60



## CRÉDITO MERCANTIL Y OTROS ACTIVOS INTANGIBLES

El crédito mercantil es el exceso del precio de compra sobre el valor razonable de los activos netos identificables de las empresas adquiridos medido en el momento de la adquisición. El crédito mercantil no se amortiza, pero lo sometemos a pruebas de deterioro anualmente el 1 de octubre o cuando los acontecimientos o cambios de circunstancias requieran una evaluación. Si el valor en libros de la unidad generadora de efectivo, incluido el crédito mercantil, supera su valor razonable, y el valor contable del crédito mercantil es mayor que su valor razonable en la fecha de la prueba, registramos una pérdida por deterioro del crédito mercantil.

Para nuestra prueba anual de deterioro del crédito mercantil, según los lineamientos actuales de U.S. GAAP., tenemos la opción de hacer primero una evaluación cualitativa de si es más probable que el valor razonable de una unidad generadora de efectivo sea inferior a su monto en libros antes de aplicar la prueba cuantitativa de deterioro del crédito mercantil en dos etapas. Si optamos por realizar la evaluación cualitativa, evaluamos los acontecimientos y circunstancias pertinentes, incluidas, entre otras, las condiciones macroeconómicas, las consideraciones de la industria y el mercado, los factores de costo, los cambios en el personal clave y los resultados financieros generales de la unidad generadora de efectivo. Si, después de evaluar estos factores cualitativos, resolvemos que es más probable que el valor razonable de una unidad generadora de efectivo sea inferior a su monto en libros, entonces realizamos la prueba de deterioro del crédito mercantil en dos etapas.

Cuando realizamos la prueba cuantitativa de deterioro del crédito mercantil en dos etapas, aplicamos el criterio para desarrollar estimaciones del valor razonable de la unidad generadora de efectivo y el crédito mercantil correspondiente. Nuestras estimaciones de valor razonable se desarrollan desde la perspectiva de un participante del mercado bien informado.

Consideramos las operaciones observables en el mercado para inversiones similares, si se dispone de ellas, así como en un enfoque basado en las utilidades, como el análisis del flujo de efectivo descontado. El análisis del flujo de efectivo descontada puede basarse directamente en los ingresos y gastos futuros previstos y puede realizarse con base en los flujos de efectivo libres que se generen en la unidad generadora de efectivo. Entre las hipótesis fundamentales que afectan a nuestros cálculos del valor razonable pueden figurar las siguientes:

- consideración de las operaciones del mercado
- flujo de efectivo futuras
- tasa de descuento ajustada al riesgo correspondiente
- riesgo del país
- riesgo de la entidad

El crédito mercantil de \$1,602 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y 2018 se relaciona con las adquisiciones de 2016 de IEnova Pipelines y las instalaciones de generación de energía eólica de Ventika en Sempra México.

### Otros activos intangibles

Otros activos intangibles que se incluyen en el Balances Generales Consolidados de Sempra Energy son los siguientes:

#### OTROS ACTIVOS INTANGIBLES

(En millones de dólares)

	Periodo de amortización (años)	Al 31 de diciembre	
		2019	2018
Permiso de transmisión y consumo de energía renovable	19	\$ 154	\$ 154
Contratos O&M (Contratos de Operación y Mantenimiento)	23	66	66
Otros	De 10 años a indefinidos	30	30
		250	250
Menos amortización acumulada			
Permiso de transmisión y consumo de energía renovable		(24 )	(16)
Contratos O&M		(6 )	(3)
Otros		(7 )	(7)
		(37 )	(26)
		\$ 213	\$ 224



Otros activos intangibles al 31 de diciembre de 2019 incluyen principalmente:

- un permiso de transmisión y consumo de energía renovable previamente otorgado por la CRE que fue adquirido en relación con la adquisición de las instalaciones de generación de energía eólica de Ventika; y
- un contrato O&M (Contratos de Operación y Mantenimiento) favorable adquirido en relación con la adquisición de DEN, que analizamos en la Nota 5.

Los activos intangibles sujetos a amortización se amortizan a lo largo de su vida útil estimada. El gasto de amortización de los activos intangibles en 2019, 2018 y 2017 fue de \$11 millones de dólares, \$16 millones de dólares y \$18 millones de dólares, respectivamente. Estimamos que el gasto de amortización para los próximos cinco años será de \$12 millones de dólares por año.





### ACTIVOS DE LARGA DURACIÓN

Evaluamos la recuperabilidad de los activos de larga duración cuando se han producido acontecimientos o cambios en las circunstancias que pueden afectar a la recuperabilidad o la vida útil estimada de los activos de larga duración. Los activos de larga duración incluyen los activos intangibles sujetos a amortización, pero no incluyen las inversiones en entidades no consolidadas. Los acontecimientos o cambios de circunstancias que indican que el monto en libros de un activo de larga duración puede no ser recuperable pueden incluir:

- disminuciones significativas en el precio de mercado de un activo;
- un cambio adverso significativo en el grado o en la manera en que usamos un activo o en su condición física;
- un cambio adverso significativo en los factores legales o reglamentarios o en el entorno de negocios que podría afectar el valor de un activo;
- una pérdida de operación o de flujo de efectivo del periodo actual junto con un historial de pérdidas de operación o de flujo de efectivo o una proyección de pérdidas continuas relacionadas con el uso de un activo de larga duración; y
- una expectativa actual de que sea más probable que un activo de larga duración se venderá o se eliminará en alguna otra manera importante antes de que termine su vida útil previamente calculada.

Un activo de larga duración puede sufrir un deterioro cuando los flujos de efectivo no descontados futuros que se calculen sean inferiores al monto en libros del activo. Si esa comparación indica que el valor en libros del activo no puede ser recuperable, el deterioro se mide con base en la diferencia entre el monto en libros y el valor razonable del activo. Esta evaluación se realiza al nivel más bajo para que exista un flujo de efectivo identificable por separado.

### ENTIDADES DE INTERÉS VARIABLE

Consolidamos una VIE si somos el principal beneficiario de la misma. Nuestra determinación sobre si somos el beneficiario primario de las VIE se basa en análisis cualitativos y cuantitativos, que evalúan:

- el propósito y el diseño de la VIE;
- la naturaleza de los riesgos de la VIE y los riesgos que asumimos;
- la capacidad de dirigir las actividades que más influyen en el rendimiento económico de la VIE; y
- la obligación de asumir las pérdidas o el derecho a recibir beneficios que podrían ser significativos para la VIE.

Continuaremos evaluando nuestras VIE para cualquier cambio que pueda afectar nuestra decisión sobre si una entidad es una VIE y si somos el beneficiario principal.

### SDG&E

La adquisición de energía de SDG&E está sujeta a requisitos de fiabilidad que pueden requerir que SDG&E celebre varios PPA (contratos de compraventa de energía) que incluyen intereses variables. SDG&E evalúa las respectivas entidades para determinar si existen intereses variables y, con base en los análisis cualitativos y cuantitativos descritos anteriormente, si SDG&E, y por lo tanto Sempra Energy, es el principal beneficiario.

#### *Contratos de renta de plantas generadora de electricidad*

SDG&E tiene contratos en virtud de los cuales compra energía que generan instalaciones a las que suministra todo el gas natural para alimentar las plantas generadoras de electricidad (es decir, contratos de renta de plantas generadora de electricidad). La obligación de SDG&E de asumir los costos del gas natural puede representar un interés variable significativo. Además, SDG&E tiene la facultad de instruir el despacho de la electricidad que generan estas instalaciones. Según nuestro análisis, la capacidad de instruir el despacho de electricidad puede tener el impacto más significativo en el rendimiento económico de la entidad propietaria de la planta generadora de electricidad debido a la exposición que se relaciona con el costo del gas natural, que alimenta las plantas, y al valor de la electricidad producida. En la medida en que SDG&E: (1) esté obligada a comprar y suministrar combustible para el funcionamiento de la planta, (2) tenga la facultad de instruir el despacho, y (3) compre toda la producción de la planta durante una parte sustancial de la vida útil de la misma, SDG&E puede ser el principal beneficiario de la entidad propietaria de la planta generadora de electricidad. SDG&E determina si es el principal beneficiario en estos casos con base en un enfoque cualitativo en el que se consideran las características operacionales de la planta, incluida su producción de energía prevista en relación con su capacidad de generación y la estructura financiera de la entidad, entre otros factores. Si determinamos que SDG&E es el beneficiario principal, SDG&E y Sempra Energy consolidan la entidad propietaria de la planta como una VIE. SDG&E determinó que ninguno de sus contratos resultó en que SDG&E fuera el principal beneficiario de una VIE al 31 de diciembre de 2019. Además de los contratos de renta de plantas generadoras de electricidad, otros intereses variables implican varios elementos de costos de combustible y energía, y otros componentes de los flujos de efectivo que se espera sean pagados o recibidos por nuestras contrapartes. En la mayoría de estos casos, la expectativa de variabilidad no es sustancial, y por lo general SDG&E no tiene la



la capacidad de dirigir las actividades que impactan de manera más significativa el desempeño económico de las otras VIE. Si nuestra evaluación continúa de estas VIE concluyera que SDG&E se convierte en el principal beneficiario y que es necesaria la consolidación por parte de SDG&E, los efectos podrían ser significativos para la posición financiera y la liquidez de SDG&E y Sempra Energy. En la Nota 16 proporcionamos información adicional sobre los PPA (contratos de compraventa de energía) con instalaciones de plantas generadoras de electricidad que son VIE de las cuales SDG&E no es el beneficiario principal.

#### *VIE Otay Mesa*

Hasta el 03 de octubre de 2019, SDG&E tenía un contrato de renta de planta generadora de electricidad para comprar energía generada en el OMEC (Centro de Energía de Otay Mesa), una planta generadora de electricidad de 605 MW propiedad de OMEC LLC, que es una VIE a la que nos referimos como una VIE de Otay Mesa. Conforme a los términos de un contrato relacionado, OMEC LLC podría haber exigido a SDG&E que comprara la planta generadora de electricidad (denominada opción de venta) el 3 de octubre de 2019 o antes de esa fecha por \$280 millones de dólares, sujeto a ajustes, o a una terminación anticipada del PPA (contratos de compraventa de energía).

SDG&E determinó que era el principal beneficiario de la VIE de Otay Mesa, y por lo tanto, SDG&E y Sempra Energy consolidaron la VIE de Otay Mesa. En octubre de 2018, SDG&E y OMEC LLC firmaron un contrato de capacidad de suficiencia de recursos con un plazo que comenzaría al vencimiento del actual contrato de renta de planta generadora de electricidad en octubre de 2019 y terminaría en agosto de 2024. El acuerdo de capacidad fue aprobado por los prestamistas de OMEC LLC y la CPUC en diciembre de 2018 y febrero de 2019, respectivamente.

Sin embargo, dadas ciertas solicitudes entonces pendientes de revisión de la decisión de la CPUC con respecto a la aprobación del contrato de capacidad, el 28 de marzo de 2019, OMEC LLC ejerció la opción de venta que requería que SDG&E comprara la planta generadora de electricidad. El 6 de agosto de 2019, la CPUC rechazó las solicitudes de revisión, y el 23 de agosto de 2019, SDG&E y OMEC LLC celebraron un contrato de capacidad de suficiencia de recursos modificado que rescindía irrevocablemente el ejercicio de la opción de venta. SDG&E y Sempra Energy desconsolidaron la VIE Otay Mesa el 23 de agosto de 2019. No se reconoció ninguna ganancia o pérdida en la desconsolidación.

Previo a la desconsolidación, el 14 de agosto de 2019, OMEC LLC pagó en su totalidad su préstamo de tasa variable que estaba programado para vencer en agosto de 2024, el cual describimos en la Nota 7.

La participación de la VIE Otay Mesa por \$100 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018 se incluye en el Balance General Consolidado en Otra Participación no controladora para Sempra Energy y en Participación no controladora para SDG&E.

La siguiente tabla resume la desconsolidación:

#### **DESCONSOLIDACIÓN DE VIE OTAY MESA**

*(En millones de dólares)*

	23 de agosto de 2019
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 8
Cuentas por cobrar netas	11
Inventarios	4
Total del activo circulante	23
Propiedad, planta y equipo netos	272
Otros activos no circulantes	27
Total de activos	\$ 322
Cuentas por pagar	\$ 10
Otros pasivos circulantes	2
Total de pasivos circulantes	12
Obligaciones de retiro de activos	2
Crédito diferido y otros	27
Total de crédito diferido y otros pasivos	29
Participación no controladora	281
Total de pasivos y participación	\$ 322



El 9 de marzo de 2018, concluimos la adquisición de una participación indirecta del 100% en Oncor Holdings, una VIE que, al 31 de diciembre de 2019, posee una participación del 80.25% en Oncor. Sempra Energy no es el principal beneficiario de la VIE debido a las medidas estructurales y operativas de protección y gobernanza que se han adoptado y que nos impiden tener la facultad de dirigir las actividades principales de Oncor Holdings. Como resultado, no consolidamos Oncor Holdings y en su lugar justificamos nuestra participación social como una inversión bajo el método de participación. Véanse las Notas 5 y 6 para obtener información adicional sobre nuestra inversión bajo el método de participación en Oncor Holdings y las restricciones a nuestra capacidad de influir en sus actividades. Nuestra máxima exposición a pérdidas, que fluctúa con el tiempo, por nuestra participación en Oncor Holdings no excede el valor en libros de nuestra inversión, que era de \$11,519 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y de \$9,652 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018.

### ***Sempra México***

Los negocios de Sempra México también celebraron contratos que pueden incluir intereses variables. Evaluamos estos contratos y las entidades aplicables con base en los análisis cualitativos y cuantitativos que se describen anteriormente.

Algunas de esas entidades son empresas de servicios o proyectos que son VIE, porque la participación total en riesgo no es suficiente para que las entidades financien sus actividades sin un apoyo financiero subordinado adicional. Como principal beneficiario de estas empresas, las consolidamos. Los activos de estas VIE ascendían a un total aproximado de \$126 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y \$286 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018 y consistían principalmente en PP&E y otros activos a largo plazo. Nuestra máxima exposición a pérdidas es equivalente al valor en libros de estos activos.

### ***Sempra Renewables***

Algunos de los proyectos de generación de energía eólica y solar de Sempra Renewables estaban en posesión de sociedades de responsabilidad limitada cuyos miembros eran Sempra Renewables e instituciones financieras. Las instituciones financieras eran inversionistas en empresas beneficiadas con bonificaciones fiscales no controladoras a los que se asignaban las ganancias, los atributos fiscales y los flujos de caja de acuerdo con los respectivos contratos de sociedades de responsabilidad limitada. Estas entidades eran VIE y Sempra Energy era el principal beneficiario, en general debido a la facultad de Sempra Energy como operadora de los proyectos de energía renovable para dirigir las actividades que afectaban más significativamente el rendimiento económico de estas VIE. Como principal beneficiario de estas sociedades de responsabilidad limitada de capital pagado con bonificaciones fiscales, las consolidamos. Vendimos las entidades solares en diciembre de 2018 y resumimos el impacto de la desconsolidación de estas entidades solares y otras entidades de Sempra Renewables en la Nota 5. Vendimos las entidades eólicas en abril de 2019. Al 31 de diciembre de 2018, el Balance General Consolidado de Sempra Energy incluye \$301 millones de dólares en activos destinados para su venta, \$9 millones de dólares en pasivos destinados para su venta y una participación de \$158 millones de dólares en otras Participaciones no controladoras relacionadas con estas entidades eólicas.

### ***Sempra LNG***

Cameron LNG JV es un VIE principalmente debido a las disposiciones contractuales que transfieren ciertos riesgos a los clientes. Sempra Energy no es el principal beneficiario de la VIE porque no tenemos la facultad de dirigir las actividades más significativas de Cameron LNG, y por lo tanto justificamos nuestra inversión en Cameron LNG JV bajo el método de participación. El valor en libros de nuestra inversión, incluidas las cantidades que se reconocen en la AOCI (Cantidades reclasificadas de otras utilidades integrales acumuladas) relacionadas con las coberturas del flujo de efectivo de las tasas de interés en Cameron LNG JV fue de \$1,256 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y de \$1,271 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018. Nuestra máxima exposición a pérdidas, que fluctúa con el tiempo, incluye el valor en libros de nuestra inversión y las garantías que analizamos en la Nota 6.

### ***OBIGACIONES DE RETIRO DE ACTIVOS (ARO)***

En el caso de los activos tangibles de larga duración, registramos las ARO por el valor actual de los pasivos de los costos futuros en los que se prevé incurrir cuando los activos se retiren del servicio, si el proceso de retiro se requiere por ley y si se puede hacer un cálculo sensato del valor razonable. También registramos un pasivo si existe una obligación por ley de realizar un retiro de activos y puede calcularse razonablemente, pero el rendimiento está condicionado a un evento futuro. Registramos el costo de retiro calculado durante la vida del activo relacionado al depreciar el costo de retiro del activo (medido como el valor presente de la obligación en el momento en que el activo se coloque en servicio), y al acumular la obligación hasta que se liquide el pasivo.



Nuestras entidades reguladas por tarifas, incluidas las empresas de servicios públicos de California, registran los activos o pasivos reglamentarios como resultado de la diferencia temporal entre el reconocimiento de los costos de conformidad con U.S. GAAP y los costos recuperados mediante el proceso de fijación de tarifas.

Hemos registrado las ARO relacionadas con diversos activos, entre ellos:

- tanques de combustible y almacenamiento
- sistemas de transmisión y distribución de gas natural
- instalaciones de almacenamiento de desechos peligroso
- materiales de construcción que contienen asbesto

#### *SDG&E*

- instalaciones de energía nuclear
- sistemas de transmisión y distribución de electricidad
- sistemas de almacenamiento de energía
- plantas de generación de energía

#### *SoCalGas*

- instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural y pozos

#### *Todos los demás negocios de Sempra Energy*

- sistemas de transporte y distribución de gas natural
- plantas de generación de energía
- Instalación de Gas Natural Licuado (LNG, por sus siglas en inglés)
- Terminal de Gas Licuado de Petróleo (GLP)





Los cambios en las ARO son los siguientes:

### CAMBIOS EN LAS OBLIGACIONES DE RETIRO DE ACTIVOS

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado		SDG&E		SoCalGas	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Saldo al 1 de enero <sup>(1)</sup>	\$ 2,972	\$ 2,876	\$ 874	\$ 839	\$ 2,063	\$ 1,953
Aumento de gasto	123	121	39	39	81	78
Obligaciones contraídas	2	7	-	-	-	-
Desconsolidación y reclasificación <sup>(2)</sup>	(2 )	(61 )	(2 )	-	-	-
Pagos	(46 )	(42 )	(44 )	(39 )	(2 )	(3 )
Revisiones	34	71	(1 )	35	35	35
Saldo al 31 de diciembre <sup>(1)</sup>	\$ 3,083	\$ 2,972	\$ 866	\$ 874	\$ 2,177	\$ 2,063

(1) La porción actual de las ARO para Sempra Energy Consolidado está incluida en Otros Pasivos Circulantes en el Balance General Consolidado.

(2) En 2018, reclasificamos \$6 millones de dólares en Sempra Renewables y \$8 millones de dólares en Sempra LNG como pasivos destinados a la venta, y \$5 millones de dólares relacionados con TdM de pasivos destinados para su venta, y desconsolidamos \$52 millones de dólares en Sempra Renewables, tal como se explica en la Nota 5. Los pasivos destinados para su venta se incluyen en Otros Pasivos Circulantes en el Balance General Consolidado de Sempra Energy.

### CONTINGENCIAS

Acumulamos pérdidas por los impactos estimados de diversas condiciones, situaciones o circunstancias que implican resultados inciertos. Para las contingencias de pérdidas, acumulamos la pérdida si un evento ha ocurrido en la fecha del Balance General o antes de la misma y:

- La información disponible hasta la fecha de presentación de nuestros estados financieros indica que es probable que se haya incurrido en una pérdida, dada la probabilidad de que se produzcan acontecimientos futuros inciertos, y
- el monto de la pérdida puede calcularse razonablemente.

No acumulamos contingencias que puedan resultar en ganancias. Evaluamos continuamente las contingencias para demandas judiciales, soluciones ambientales y otros eventos.

### HONORARIOS DE ABOGADOS

Los honorarios de abogados que se relacionan con un hecho pasado por el que se ha registrado un pasivo se acumulan cuando es probable que también se incurra en dichos honorarios y las cantidades puedan calcularse.

### UTILIDADES INTEGRALES

Las utilidades integrales incluyen todos los cambios en el capital de un establecimiento mercantil (excepto los resultantes de las inversiones de los propietarios y las distribuciones a los propietarios), incluidas:

- Ajuste por conversión de divisas
- ciertas actividades de cobertura
- cambios resultados actuariales netos no amortizados y en el costo de los servicios anteriores relacionados con los planes de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación
- plusvalía en valores realizables disponibles para la venta.

El Estado Consolidado de Utilidad (Pérdida) Integral muestran los cambios en los componentes de OCI (Otras utilidades integrales), incluidas las cantidades atribuibles a la NCI (Participación no controladora). En las siguientes tablas se presentan los cambios en Otras utilidades integrales acumuladas (AOI) por componente y las cantidades reclasificadas fuera de AOI como ingresos netos, sin incluir las cantidades atribuibles a las NCI:

### CAMBIOS EN OTRAS UTILIDADES (PÉRDIDAS) INTEGRALES ACUMULADAS POR COMPONENTE <sup>(1)</sup>



(In millones de dólares)

**Carolina Yépez Roldán**  
**PERITO TRADUCTORA**
**Scudder Energy Consolidado <sup>(2)</sup>:**
**Saldo al 31 de diciembre de 2016**

Otras utilidades integrales (OCI) antes de las reclasificaciones

Cantidades reclasificadas de otras utilidades integrales acumuladas (AOCI)

OCI netas

Saldo al 31 de diciembre de 2017

Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad

OCI antes de las reclasificaciones

Cantidades reclasificadas de (AOCI)

OCI netas

Saldo al 31 de diciembre de 2018

Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad

OCI antes de las reclasificaciones <sup>(3)</sup>

Cantidades reclasificadas de (AOCI) <sup>(3)</sup>

OCI netas

Saldo al 31 de diciembre de 2019

	Ajuste por conversión de divisas	Instrumentos financieros	Plan de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación	Total acumulado y otras utilidades integrales (pérdidas)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ (527)	\$(125)	\$ (96)	\$(748)
Otras utilidades integrales (OCI) antes de las reclasificaciones	107	(4)	-	103
Cantidades reclasificadas de otras utilidades integrales acumuladas (AOCI)	-	7	12	19
OCI netas	107	3	12	122
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(420)	(122)	(84)	(626)
Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad	-	(3)	-	(3)
OCI antes de las reclasificaciones	(144)	40	(52)	(156)
Cantidades reclasificadas de (AOCI)	-	3	18	21
OCI netas	(144)	43	(34)	(135)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	(564)	(82)	(118)	(764)
Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad	-	(25)	(17)	(42)
OCI antes de las reclasificaciones <sup>(3)</sup>	(43)	(116)	(18)	(177)
Cantidades reclasificadas de (AOCI) <sup>(3)</sup>	-	8	36	44
OCI netas	(43)	(108)	18	(133)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ (607)	\$(215)	\$(117)	\$(939)

**SDG&E:**

Saldo al 31 de diciembre de 2016

OCI antes de las reclasificaciones

Cantidades reclasificadas de AOC

OCI Netas

Saldo al 31 de diciembre de 2017

OCI antes de las reclasificaciones

Cantidades reclasificadas de AOCI

OCI netas

Saldo al 31 de diciembre de 2018

Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad

OCI antes de las reclasificaciones

Cantidades reclasificadas de AOCI

OCI netas

Saldo al 31 de diciembre de 2019

Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ (8)	\$ (8)
OCI antes de las reclasificaciones	(1)	(1)
Cantidades reclasificadas de AOC	1	1
OCI Netas	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(8)	(8)
OCI antes de las reclasificaciones	(6)	(6)
Cantidades reclasificadas de AOCI	4	4
OCI netas	(2)	(2)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	(10)	(10)
Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad	(2)	(2)
OCI antes de las reclasificaciones	(5)	(5)
Cantidades reclasificadas de AOCI	1	1
OCI netas	(4)	(4)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ (16)	\$ (16)

**SoCalGas:**

Saldo al 31 de diciembre de 2016

Cantidades reclasificadas de AOCI

Otras utilidades integrales (OCI) netas

Saldo al 31 de diciembre de 2017

Otras utilidades integrales (OCI) antes de las reclasificaciones

Cantidades reclasificadas de otras utilidades integrales acumuladas (AOCI)

Otras utilidades integrales (OCI) netas

Saldo al 31 de diciembre de 2018

Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad

Otras utilidades integrales (OCI) antes de las reclasificaciones <sup>(3)</sup>

Cantidades reclasificadas de otras utilidades integrales acumuladas (AOCI) <sup>(3)</sup>

Otras utilidades integrales (OCI) netas

Saldo al 31 de diciembre de 2019

Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ (13)	\$ (9)	\$ (22)
Cantidades reclasificadas de AOCI	-	1	1
Otras utilidades integrales (OCI) netas	-	1	1
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(13)	(8)	(21)
Otras utilidades integrales (OCI) antes de las reclasificaciones	-	(1)	(1)
Cantidades reclasificadas de otras utilidades integrales acumuladas (AOCI)	1	1	2
Otras utilidades integrales (OCI) netas	1	-	1
Saldo al 31 de diciembre de 2018	(12)	(8)	(20)
Ajuste de efecto acumulado por cambios en los principios de contabilidad	(2)	(2)	(4)
Otras utilidades integrales (OCI) antes de las reclasificaciones <sup>(3)</sup>	-	(4)	(4)
Cantidades reclasificadas de otras utilidades integrales acumuladas (AOCI) <sup>(3)</sup>	1	4	5
Otras utilidades integrales (OCI) netas	1	-	1
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ (13)	\$ (10)	\$ (23)



# RECLASIFICACIONES DE OTRAS UTILIDADES (PERDIDAS) INTEGRALES ACUMULADAS

(En millones de dólares)

Reclasificaciones de otros componentes de utilidades integrales (pérdidas) acumuladas	Cantidades reclasificadas de otras utilidades integrales acumuladas (AOCI)			Partida afectada en el Estados Consolidados de resultados
	Años terminados al 31 de diciembre			
	2019	2018	2017	
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
<b>Instrumentos financieros:</b>				
Tasa de interés e instrumentos cambiarios <sup>(1)</sup>	\$ 3	\$ -	\$ (4)	Gastos por intereses
	(9)	(2)	-	Otros ingresos netos
Instrumentos de tasa de interés	10	9	-	Utilidad en venta de activos
Tasa de interés e instrumentos cambiarios	5	7	20	Participación en resultados
Instrumentos cambiarios	2	(1)	(2)	Ingresos: Negocios relacionados con la energía
Contratos de bienes genéricos no sujetos a recuperación de la tasa	-	-	9	Ingresos: Negocios relacionados con la energía
Total antes del impuesto sobre la renta	11	13	23	
	(2)	(4)	(6)	Gastos (ingresos) por impuesto sobre la renta
Impuesto sobre la renta neto	9	9	17	
	(1)	(6)	(10)	Utilidades atribuibles a participación no controladora
	\$ 8	\$ 3	\$ 7	
<b>Plan de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación <sup>(2)</sup></b>				
Amortización de pérdidas actuariales	\$ 12	\$ 11	\$ 10	Otros ingresos netos
				Utilidad (pérdida) de operaciones discontinuas, Impuesto sobre la renta neto
Amortización de pérdidas actuariales	1	1	-	
Amortización de costo de servicios anteriores	3	2	1	Otros ingresos netos
Cargos por liquidación	28	12	8	Otros ingresos netos
Total antes de impuesto sobre la renta	44	26	19	
	(12)	(8)	(7)	Gastos (ingresos) por impuesto sobre la renta
Impuesto sobre la renta neto	\$ 32	\$ 18	\$ 12	
Total de reclasificaciones para el período neto de impuestos	\$ 40	\$ 21	\$ 19	
<b>SDG&amp;E:</b>				
<b>Instrumentos financieros:</b>				
Instrumentos de tasa de interés <sup>(1)</sup>	\$ 3	\$ 7	\$ 13	Expense Gastos por intereses
	(3)	(7)	(13)	Utilidades atribuibles a participación no controladora
	\$ -	\$ -	\$ -	
<b>Plan de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación <sup>(2)</sup></b>				
Amortización de pérdidas actuariales	\$ -	\$ 1	\$ 1	Otros ingresos netos
Amortización de costo de servicios anteriores	1	-	-	Otros ingresos netos
Cargos por liquidación	-	4	-	Otros ingresos netos
Total antes de impuesto sobre la renta	1	5	1	
	-	(1)	-	Gasto por impuesto sobre la renta
Impuesto sobre la renta neto	\$ 1	\$ 4	\$ 1	
Total de reclasificaciones para el período neto de impuestos	\$ 1	\$ 4	\$ 1	
<b>SoCalGas:</b>				
<b>Instrumentos financieros:</b>				
Instrumentos de tasa de interés	\$ 1	\$ 1	\$ -	Gastos por intereses
<b>Plan de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación <sup>(2)</sup></b>				
Amortización de pérdidas actuariales	\$ 1	\$ -	\$ -	Otros ingresos netos
Amortización de costo de servicios anteriores	-	1	1	Otros ingresos netos
Total antes de impuesto sobre la renta	1	1	1	
	(1)	-	-	Gasto por impuesto sobre la renta
Impuesto sobre la renta neto	\$ -	\$ 1	\$ 1	
Total de reclasificaciones para el período neto de impuestos	\$ 1	\$ 2	\$ 1	

(1) Las cantidades incluyen VIE Otay Mesa. Toda la actividad de derivados de tasas de interés de SDG&E se relaciona con la VIE Otay Mesa.

(2) Las cantidades se incluyen en el cálculo del costo neto de las prestaciones periódicas (véase "Costo neto de las prestaciones periódicas" en la nota 9)



## **PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA (NCI)**

La participación social en una entidad consolidada que están en posesión de propietarios no consolidados se contabiliza y enteran como NCI.

### ***Acciones preferentes de SoCalGas***

Las acciones preferentes de SoCalGas se presentan en Sempra Energy como NCI. Sempra Energy registra cargos contra los ingresos relacionados con NCI por los dividendos de las acciones preferentes declarados por SoCalGas. Proporcionamos información adicional sobre las acciones preferentes de SoCalGas en la Nota 13.

### ***Otra Participación no controladora***

#### ***SDG&E***

Como se analizó en la sección de "Entidades de Interés Variable" más arriba, en agosto de 2019, SDG&E y Sempra Energy desconsolidaron la VIE Otay Mesa después de que SDG&E determinara que ya no era el beneficiario principal de la VIE.

En 2019, IEnova recompró 2,620,000 acciones de sus acciones ordinarias en circulación en poder de NCI por aproximadamente \$10 millones de dólares, lo que dio lugar a un aumento de la participación social de Sempra Energy en IEnova del 66.5% al 66.6%. En 2018, IEnova recompró 2,000,000 de sus acciones ordinarias en circulación que estaban en poder de NCI por aproximadamente \$7 millones de dólares, lo que dio como resultado un aumento de la participación social de Sempra Energy en IEnova del 66.4% al 66.5%.

#### ***Sempra Renewables***

En abril de 2019, Sempra Renewables vendió el resto de sus activos e inversiones eólicas, que incluían sus contratos eólicos de capital pagado con bonificaciones fiscales. El interés restante en PXISE Energy Solutions, LLC se incluyó en la Empresa matriz y en otros.

#### ***Sempra LNG***

Sempra LNG e IEnova están desarrollando una propuesta de un proyecto de licuefacción de gas natural en el sitio donde se encuentra la actual terminal de regasificación ECA LNG de IEnova. Sempra LNG consolida el proyecto de licuefacción propuesto por ECA LNG JV. De este modo, la NCI de Sempra Energy en la participación del 50% de IEnova en el proyecto propuesto se registra en Sempra LNG.

En febrero de 2019, Sempra LNG compró por \$20 millones de dólares el 9.1% de participación minoritaria en Bay Gas inmediatamente antes de la venta del 100% de Bay Gas, de la que hablamos en la Nota 5.





La siguiente tabla se proporciona información sobre la participación social no controladora en posesión de terceros (sin incluir los accionistas preferentes) registradas en Otra Participación no controladora en el total de la participación en el Balance General Consolidado de Sempra Energy:

#### OTRA PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA

(En millones de dólares)

	Porcentaje de propiedad en posesión de la participación no controladora		Participación (déficit) en participación no controladora	
	31 de diciembre		31 de diciembre	
	2019	2018	2019	2018
<b>SDG&amp;E:</b>				
VIE Otay Mesa	- %	100 %	\$ -	\$ 100
<b>Sempra México:</b>				
IEnova	33.4	33.5	1,608	1,592
Subsidiarias de IEnova <sup>(1)</sup>	10.0 - 46.3	10.0 - 49.0	15	13
<b>Sempra Renewables:</b>				
Contratos de capital pagado con bonificaciones fiscales – eólica <sup>(2)</sup>	NA	NA	-	158
PXiSE Energy Solutions, LLC <sup>(3)</sup>	NA	11.1	-	1
<b>Sempra LNG:</b>				
Bay Gas	-	9.1	-	18
Liberty Gas Storage, LLC	24.6	24.6	(13)	(12)
ECA LNG JV	16.7	-	12	-
<b>Empresa Matriz y otras:</b>				
PXiSE Energy Solutions, LLC <sup>(3)</sup>	20.0	NA	1	-
<b>Operaciones discontinuas:</b>				
Subsidiarias de Chilquinta Energía <sup>(1)</sup>	19.7 - 43.4	19.7 - 43.4	23	23
Luz del Sur	16.4	16.4	205	193
Tecsur	9.8	9.8	5	4
Total Sempra Energy			\$ 1,856	\$ 2,090

(1) IEnova y Chilquinta Energía tienen subsidiarias con NCI en posesión de terceros. El rango porcentual refleja los porcentajes de participación social más altos y más bajos entre estas subsidiarias

(2) La utilidad neta o las pérdidas atribuibles a la NCI se calcula utilizando el método IILBV (liquidación hipotética a valor contable y no se basan en los porcentajes de participación social

(3) En abril de 2019, PXiSE Energy Solutions, LLC se incluyó en la Empresa Matriz y en otras.

#### INGRESOS

Véase en la Nota 3 una descripción de las principales políticas contables para los ingresos.

#### GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La operación y el mantenimiento incluyen los gastos de operación y mantenimiento y los gastos generales y administrativos, que consisten principalmente en gastos de personal, materiales y servicios adquiridos, gastos de litigio y renta.



### CONVERSIÓN DE DIVISAS Y OPERACIONES

La mayoría de nuestras operaciones en Sudamérica, así como nuestra empresa de servicios de distribución de gas natural en México, Ecogas, utilizan su moneda local como moneda funcional. Los activos y pasivos de sus operaciones en el extranjero se convierten a dólares estadounidenses a los tipos de cambio vigentes al final del período de presentación de informes, y los ingresos y gastos se convierten a los tipos de cambio promedio del año.

Los ajustes de conversión no monetarios resultantes no forman parte del cálculo de las utilidades acumuladas, pero se reflejan en la OCI y en AOCI.

Los flujos de efectivo de estas subsidiarias extranjeras consolidadas se convierten a dólares de los Estados Unidos utilizando los tipos de cambio promedios del período. Informamos del efecto de las variaciones de los tipos de cambio en los saldos de efectivo en divisas en la sección "Efecto de las variaciones de los tipos de cambio en el efectivo, los equivalentes de efectivo y el efectivo con restricciones" en los Estados consolidados de flujos de efectivo de Sempra Energy.

Las utilidades (pérdidas) por operaciones monetarias en una moneda distinta a la moneda funcional de Sempra México fueron de \$21 millones de dólares, \$(6) millones de dólares y \$(33) millones de dólares para los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente, y se incluyen en Otros ingresos netos, en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy.

Las utilidades (pérdidas) de operaciones monetarias en una moneda que no sea la moneda funcional de Sempra South American Utilities se incluyen en las operaciones discontinuas

### OPERACIONES CON FILIALES

Resumimos los montos adeudados de las filiales no consolidadas de Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas y para las mismas en la siguiente tabla


**MONTO ADEUDADO DE (PARA) LAS FILIALES NO CONSOLIDADAS**
*(En millones de dólares)*  
2001/2018

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Total adeudado por varias filiales no consolidadas – circulante	\$ 32	\$ 37
<b>Sempra México <sup>(1)</sup>:</b>		
IMC JV – Pagaré con vencimiento el 15 de marzo de 2022 <sup>(2)</sup>	\$ 742	\$ 641
Energía Sierra Juárez – Note <sup>(3)</sup>	-	3
Total adeudado de varias filiales no consolidadas – no circulante	\$ 742	\$ 644
Total adeudado a varias filiales no consolidadas – circulante	\$ (5)	\$ (10)
<b>Sempra México <sup>(1)</sup>:</b>		
TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. – Pagaré con vencimiento al 20 de diciembre de 2021 <sup>(4)</sup>	\$ (39)	\$ (37)
TAG JV - 5.74% Pagaré con vencimiento al 17 de diciembre de 2029 <sup>(5)</sup>	(156)	-
Total adeudado a varias filiales no consolidadas – no circulante	\$ (195)	\$ (37)
<b>SDG&amp;E:</b>		
Sempra Energy	\$ (37)	\$ (43)
SoCalGas	(10)	(6)
Varias filiales	(6)	(12)
Total adeudado a varias filiales no consolidadas – circulante	\$ (53)	\$ (61)
Impuesto sobre la renta adeudados de Sempra Energy <sup>(6)</sup>	\$ 130	\$ 5
<b>SoCalGas:</b>		
SDG&E	\$ 10	\$ 6
Varias filiales	1	1
Total adeudado de varias filiales no consolidadas – circulante	\$ 11	\$ 7
Sempra Energy	\$ (45)	\$ (34)
Varias filiales	(2)	-
Total adeudado a varias filiales no consolidadas – circulante	\$ (47)	\$ (34)
Impuesto sobre la renta adeudadas de (a) <sup>(6)</sup>	\$ 152	\$ (4)

(1) Las cantidades incluyen los saldos principales más los intereses acumulados pendientes.

(2) Línea de crédito revolving denominada en pesos mexicanos hasta \$14.2 mil millones de pesos mexicanos o aproximadamente \$751 millones de dólares americanos equivalentes, a una tasa de interés variable basada en la Tasa de Interés de Equilibrio Interbancario a 91 días más 200 bps (puntos base) (9.65% al 31 de diciembre de 2019), para financiar la construcción del gasoducto marino de gas natural.

(3) Préstamo en dólares americanos a un tipo de interés variable basado en la LIBOR a 30 días más 637.5 bps (8.89% al 31 de diciembre de 2018).

(4) Préstamo en dólares americanos a un tipo de interés variable basado en la LIBOR a 6 meses más 200 bps (4.21% al 31 de diciembre de 2019).

(5) Préstamo en dólares americanos a un tipo de interés fijo

(6) SDG&E y SoCalGas se incluyen en la declaración consolidada del impuesto sobre la renta de Sempra Energy y sus respectivos gastos por impuesto sobre la renta se calculan como una cantidad igual a la que resultaría que cada empresa hubiera presentado siempre una declaración por separado



En la siguiente tabla se resumen los ingresos y el costo de las ventas de las filiales no consolidadas.

### INGRESOS Y COSTO DE LAS VENTAS DE LAS FILIALES NO CONSOLIDADAS

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>Ingresos:</b>			
Sempra Energy Consolidado	\$ 52	\$ 64	\$ 43
SDG&E	6	5	8
SoCalGas	69	64	74
<b>Costo de ventas:</b>			
Sempra Energy Consolidado	\$ 50	\$ 46	\$ 47
SDG&E	74	73	71
SoCalGas	8	-	-

#### **Servicios Públicos de California**

Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas se prestan ciertos servicios entre sí y se cobran una parte asignable del costo de dichos servicios. Asimismo, en cualquier momento SDG&E y SoCalGas pueden llevar a cabo anticipos a corto plazo de superávit de efectivo a Sempra Energy a tasas de interés basadas en la tasa efectiva de fondos federales más un margen de 13 al 20 bps (*puntos base*) dependiendo del saldo del préstamo.

SoCalGas proporciona los servicios de transporte y almacenaje de gas natural para SDG&E y le cobra mensualmente a SDG&E el importe por dichos servicios. SoCalGas registra los ingresos y SDG&E registra un monto correspondiente al costo por ventas. SDG&E y SoCalGas se cobran mutuamente, así como a otros afiliados de Sempra Energy por la depreciación compartida de los activos. SoCalGas y SDG&E registran los ingresos y las afiliadas registran los montos correspondientes a O&M (operación y mantenimiento).

El suministro de gas natural por parte SDG&E y SoCalGas a los principales clientes de gas natural lo adquiere SoCalGas como una cartera de adquisiciones combinada que administra SoCalGas. Los principales clientes son clientes residenciales y pequeños clientes industriales y comerciales. Esta función principal de adquisición de gas se considera un servicio compartido, por lo tanto, los ingresos y los costos relacionados con SDG&E se presentan como netos en los Estados Consolidados de Resultados de SoCalGas.

SDG&E tiene un contrato por 20 años por hasta 155 MW (megavatios) de energía renovable que procede de la planta de generación de energía eólica de Energía Sierra Juárez. Energía Sierra Juárez es una JV (asociaciones en participación) no consolidada y propietaria del 50% de Sempra México.

#### **Sempra México**

Sempra México a través de sus subsidiarias en propiedad absoluta, DEN c IEnova Pipelines, proporciona servicios de mantenimiento y operación a TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V., así como personal conforme a un contrato de servicios administrativos a TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V y TAG JV.

#### **Sempra LNG**

Sempra LNG proporciona servicios de administración de proyecto, así como de operación y mantenimiento a la JV (asociaciones en participación) Cameron LNG, asimismo proporciona personal en virtud de un contrato de servicios administrativos. Sempra LNG tiene un contrato para proporcionar servicios de transporte a la JV Cameron LNG por capacidad en el Oleoducto Interestatal Cameron. Sempra Energy ha entregado garantías a su JV LNG Cameron como lo analizamos en la Nota 6.





## ACTIVOS NETOS RESTRINGIDOS

### *Semptra Energía Consolidado*

Como lo analizaremos más abajo, los Servicios Públicos de California y algunas otras subsidiarias de Semptra Energy tienen restricciones en cuanto al monto de los fondos que se pueden transferir a Semptra Energy por dividendos, anticipos o préstamos, como resultado de las condiciones impuestas por varios reglamentos. Asimismo, otras subsidiarias de Semptra Energy están sujetas a diversos convenios financieros y de otra naturaleza, así como a otras restricciones previstas en los contratos de deuda y de crédito (que se describen en la Nota 7) y en otros contratos que limitan el monto de los fondos que pueden transferirse a Semptra Energy. Al 31 de diciembre de 2019 Semptra Energy cumplió con todos los acuerdos relacionados con sus contratos de deuda.

Al 31 de diciembre de 2019 el monto de los activos netos restringidos de las entidades consolidadas de Semptra Energy, incluidos los Servicios Públicos de California que se analiza más adelante, no puede ser distribuidos a Semptra Energy como préstamo o dividendo es por la cantidad de \$10.4 mil millones de dólares. Además, el monto de los activos netos restringidos de nuestras entidades no consolidadas es por la cantidad de \$21.5 mil millones de dólares. Aunque las restricciones limitan la cantidad de fondos que las diversas subsidiarias operativas pueden proporcionar a Semptra Energy, no consideramos que estas restricciones tendrán un impacto importante en nuestra capacidad de acceder al efectivo para pagar dividendos y financiar necesidades operativas.

Como lo analizamos en la Nota 6, las utilidades retenidas consolidadas de Semptra Energy por \$634 millones de dólares representan utilidades no distribuidas de inversiones bajo el método de participación al 31 de diciembre de 2019.

### *Servicios Públicos de California*

La normatividad de la CPUC respecto a las estructuras de capital de los Servicios Públicos de California limita los montos disponibles para dividendos y préstamos a Semptra Energy. Al 31 de diciembre de 2019 Semptra Energy podría haber recibido préstamos y dividendos combinados por un monto aproximado de \$885 millones de dólares por parte de SDG&E y aproximadamente \$742 millones de dólares por parte de SoCalGas.

El pago y monto de los dividendos futuros por parte de SDG&E y de SoCalGas son a criterio de sus respectivos consejos de administración. Las restricciones siguientes limitan el monto de utilidades retenidas que pueden pagarse como dividendos de acciones ordinarias u otorgados en préstamo a Semptra Energy por parte de cualquiera de los servicios públicos:

- La CPUC requiere que la relación de capital ordinario de SDG&E y de SoCalGas no sea menor a un punto porcentual por debajo del porcentaje autorizado por la CPUC de cada estructura de capital autorizada de la entidad. El porcentaje autorizado al 31 de diciembre de 2019 es del 52% tanto para SDG&E como para SoCalGas.
- SDG&E y SoCalGas tienen una línea de crédito revolviente que exige que se mantenga una relación de endeudamiento consolidado a capitalización consolidada (como se definió en los contratos) de no más del 65% lo cual analizamos en la Nota 7.

Con base en estas restricciones, al 31 de diciembre de 2019 los activos netos restringidos de SDG&E fueron de \$6.2 mil millones de dólares y los activos netos restringidos de SoCalGas fueron de \$4.0 mil millones de dólares que no pudieron transferirse a Semptra Energy.

### *Semptra Texas Utilities*

Semptra Texas Utilities posee una participación indirecta del 100% en Oncor Holdings la cual al 31 de diciembre de 2019 tenía un 80.25% de participación en Oncor. Como lo analizamos en la Nota 6, lo contabilizamos para nuestra inversión en Oncor Holdings conforme al método de participación. Las restricciones importantes en Oncor que limitan el monto que podría pagarse como dividendo a Semptra Energy incluyen:

- En relación con las medidas de protección, mecanismos de gobierno y compromisos que describimos en la Nota 6, es probable que Oncor no pueda pagar ningún dividendo o hacer ninguna otra distribución (salvo el pago de impuestos derivados de contratos) si una mayoría de sus consejeros independientes o una minoría de sus consejeros determina que, para los intereses superiores de Oncor, es mejor conservar dichos montos a efecto de satisfacer las necesidades futuras esperadas.



• Oncor debe seguir cumpliendo con la relación de deuda-capital establecida por la PUCT (Comisión de Servicios Públicos de Texas (Public Utility Commission of Texas PUCT)) para efectos de fijación de tarifas y no podrá pagar dividendos u otras distribuciones (salvo el pago de impuestos derivados de contratos) si ese pago hiciera que se excediera su relación deuda-capital autorizado por la PUCT de 55% de deuda a 42.5% de capital al 31 de diciembre de 2019).

• Si la calificación crediticia de la deuda garantizada principal de Oncor emitida por cualquiera de las tres agencias de calificación crediticia más importantes cae por debajo de la BBB (o su equivalente), Oncor suspenderá los dividendos y otras distribuciones (salvo los impuestos derivados de contratos), a menos que la PUCT permita lo contrario. Al 31 de diciembre de 2019 todas las principales calificaciones garantizadas de Oncor eran superiores a la BBB.

• La línea de crédito revolvente de Oncor, los contratos de compra de pagarés y los contratos de préstamo a plazos exigen que ésta mantenga una relación de deuda-capitalización principal consolidada no mayor al 65% y que observe ciertas obligaciones de hacer. Al 31 de diciembre de 2019 Oncor cumplió con estas obligaciones.

Con base en estas restricciones, al 31 de diciembre de 2019 los activos netos restringidos de Oncor eran de \$10.9 mil millones de dólares que no pudieron transferirse a Sempra Energy.

Como lo analizamos en la Nota 5, nosotros adquirimos una participación indirecta del 50% en Sharyland Holdings la cual a mayo de 2019 tenía una participación del 100% en Sharyland Utilities. Entre las restricciones importantes relacionadas con la inversión bajo el método de participación tenemos las siguientes:

- Sharyland Utilities no podrá pagar dividendos o hacer otras distribuciones (salvo pagos derivados de contratos) sin el consentimiento del socio de la JV (asociaciones en participación).
- Sharyland Utilities deberá seguir cumpliendo con la relación deuda-capital establecido por la PUCT para efectos de fijación de tarifas y no podrá pagar dividendos u otras distribuciones (salvo por el pago de impuestos derivados de contratos) si ese pago hace que su relación deuda-capital supere el 55% de deuda contra el 45% de capital que fue autorizado por la PUCT.
- Sharyland Utilities tiene una línea de crédito revolvente y un contrato de crédito a plazo que exige mantener una relación deuda-capitalización consolidada de no más del 70% y observar ciertos requisitos habituales de presentación de informes y otras obligaciones de hacer. Al 31 de diciembre de 2019 Sharyland Utilities cumplió con éstos y con todas las otras obligaciones.


Con base en estas restricciones, al 31 de diciembre de 2019 los activos netos restringidos de Sharyland Utilities eran de \$115 millones de dólares que no podían transferirse a sus propietarios.

### **Sempra México**

Las restricciones importantes en Sempra México incluyen:

- México requiere que en las sociedades nacionales mantengan reservas legales mínimas como un porcentaje de capital social, lo que resulta en activos netos restringidos por \$178 millones de dólares en las subsidiarias mexicanas consolidadas de Sempra Energy al 31 de diciembre de 2019.
- Los Oleoductos propiedad absoluta de Inova tienen un contrato de deuda a largo plazo que les exige mantener una cuenta de reserva para pagar la deuda de los proyectos. En virtud de esta restricción, los activos netos por un total de \$17 millones de dólares están restringidos al 31 de diciembre de 2019.
- Ventika, subsidiaria totalmente propiedad de la misma, tiene contratos de deuda de largo plazo que le exigen mantener cuentas de reserva para pagar la deuda de los proyectos. Los contratos de deuda pueden limitar la capacidad de las compañías para incurrir en gravámenes, contratar deuda adicional, hacer inversiones, pagar dividendos en efectivo y emprender ciertas acciones adicionales. Conforme a estas restricciones los activos netos que ascienden a \$14 millones de dólares están restringidos al 31 de diciembre de 2019.
- Energía Sierra Juárez, una JV no consolidada y propietaria del 50% de Sempra México, tiene contratos de deuda a largo plazo que requieren el establecimiento y financiamiento de proyectos y cuentas de reserva en los que se depositen y apliquen los productos de los préstamos, los préstamos con carta de crédito, los ingresos de los proyectos y otras cantidades de conformidad con los contratos de deuda. Los contratos de deuda a largo plazo también limitan la capacidad de la JV para incurrir en gravámenes, en deuda adicional, en hacer adquisiciones y en emprender ciertas acciones. En virtud de estas restricciones, los activos netos que ascienden a un total de \$15 millones de dólares están restringidos al 31 de diciembre de 2019.
- La JV TAG, una JV no consolidada y propiedad al 50% de Sempra México, tiene un contrato de deuda a largo plazo que le exige mantener una cuenta de reserva para pagar la deuda de los proyectos. Conforme a estas restricciones los activos netos que ascienden a \$171 millones de dólares están restringidos al 31 de diciembre de 2019.

### **Sempra LNG**



Sempre Energy tiene un método de participación en la JV Cameron LNG la cual tiene contratos de deuda que exigen el establecimiento y financiamiento de cuentas de proyecto en las que se depositen y apliquen los productos de los préstamos, los ingresos del proyecto, así como otras cantidades, de conformidad con los contratos de deuda. Los contratos de deuda requieren que la JV mantenga cuentas de reserva a efecto de pagar el servicio de deuda del proyecto y también contienen restricciones relativas al pago de dividendos y otras distribuciones a los miembros de la JV. A efecto de respaldar las obligaciones de la JV Cameron LNG en virtud de sus contratos de deuda, la JV de Cameron LNG ha otorgado garantía sobre todos sus activos con sujeción a excepciones habituales y toda la participación en la JV Camcron LNG se ha dado en prenda a HSBC Bank USA, National Association, como fideicomisario de valores para beneficio de todos los acreedores de la JV Cameron LNG. En la Nota 6 analizamos los contratos de deuda de la JV Cameron LNG y las garantías asociadas de Sempra Energy. Conforme a estas restricciones, el total de activos de la JV Cameron LNG es de aproximadamente \$10.3 mil millones de dólares que están restringidos al 31 de diciembre de 2019.



Otra Utilidad, Netos en los Estados Consolidados de Resultados consisten en lo siguiente:

### OTRA UTILIDAD NETA

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>Sempre Energy Consolidado:</b>			
Previsión de fondos usados durante la construcción	\$ 94	\$ 98	\$ 168
Ganancias (pérdidas) de la inversión <sup>(1)</sup>	61	(6)	56
Ganancias en instrumentos de tasas de interés y de tipos de cambio, neto	34	7	47
Ganancias (pérdidas) por operaciones en moneda extranjera, neta <sup>(2)</sup>	21	(6)	(33)
Componente no relacionado con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(132)	(35)	(20)
Sanciones relacionadas con las prácticas de facturación OII	(8)	-	-
Intereses sobre cuentas de balance reglamentario, neto	14	2	3
Varios, neto	(7)	(2)	(1)
Total	\$ 77	\$ 58	\$ 220
<b>SDG&amp;E:</b>			
Previsión de fondos de capital utilizados durante la construcción	\$ 56	\$ 61	\$ 63
Componente no relacionado con el servicio del (costo) crédito neto de beneficio periódico	(20)	(6)	4
Intereses sobre cuentas de balance reglamentario, neto	13	4	3
Varios, neto	(10)	(3)	-
Total	\$ 39	\$ 56	\$ 70
<b>SoCalGas:</b>			
Previsión de fondos de capital utilizados durante la construcción	\$ 34	\$ 36	\$ 44
Componente no relacionado con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(72)	(10)	(5)
Sanciones relacionadas con las prácticas de facturación OII	(8)	-	-
Intereses sobre cuentas de balance reglamentario, neto	1	(2)	-
Varios, neto	(10)	(9)	(8)
Total	\$ (55)	\$ 15	\$ 31

(1) Representa las ganancias (pérdidas) de la inversión en activos específicos para apoyo de nuestros planes de jubilación e indemnización diferida de nuestros ejecutivos. Estas cantidades se compensan parcialmente por los cambios correspondientes en el gasto de indemnización relacionado con los planes, registrados en O&M en los Estados Consolidados de Resultados.

(2) Incluye ganancias por \$30 millones de dólares en 2019 y pérdidas por \$3 millones de dólares y \$35 millones de dólares en 2018 y 2017 respectivamente, por la conversión a dólares de los Estados Unidos de un peso mexicano a la IV IMC, que se compensan con las cantidades correspondientes incluidas en la Participación en Resultados sobre los Estados Consolidados de Resultados.

## NOTA 2. NUEVAS NORMAS CONTABLES

A continuación, se describen los dictámenes contables recientes que han tenido o que pudieran tener un efecto importante en nuestra situación financiera, en los resultados de las operaciones, en los flujos de efectivo o en la divulgación de la información.

**ASU 2016-02, "Arrendamientos," ASU 2018-01, "Expediente Práctico de Servidumbre de Tierra para la Transición al Tema 842," ASU 2018-10, "Mejoras en la Codificación al Tema 842, Arrendamientos," ASU 2018-11, "Arrendamientos (Tema 842): Mejoras Específicas," ASU 2018-20 "Mejoras de Alcance Limitado para Arrendadores" y ASU 2019-01, "Arrendamientos (Tema 842): Mejoras en la Codificación" (conjuntamente denominado como la "norma de arrendamiento"):** En 2016, el Consejo de Normas de Contabilidad Financiera comenzó a emitir la primera de una serie de ASUs (Actualización de Normas Contables) destinadas a aumentar la transparencia y la comparabilidad entre las organizaciones con actividades de arrendamiento. La disposición más importante de la norma de arrendamiento es el requisito en el sentido de que los arrendatarios reconozcan en el balance los Activos con Derecho de Uso (*Right of Use Assets ROU*) de arrendamiento operativo y las responsabilidades del arrendamiento. Aplicamos la norma de arrendamiento el 1o. de enero de 2019, utilizando el método opcional de transición retrospectiva modificada para aplicar el nuevo lineamiento a partir del 1º. de enero de 2019 en vez de a partir del primer periodo





presentado. Elegimos el paquete de recursos prácticos que nos permite no reevaluar (a) si un contrato es o contiene un arrendamiento, (b) la clasificación del arrendamiento o (c) la determinación de los costos directos iniciales, lo que nos permite llevar adelante las conclusiones contables conforme a las disposiciones anteriores de U.S. GAAP en contratos que comenzaron antes de la aplicación de la norma de arrendamiento. También elegimos la conveniencia práctica de la servidumbre de tierra que nos permite seguir contabilizando la servidumbre de tierra preexistente en virtud de nuestra política de contabilidad que existía antes de la aplicación de la norma de arrendamiento. No elegimos la conveniencia práctica de usar la retrospectiva para hacer ajustes al determinar el plazo de arrendamiento.

La aplicación de las normas de arrendamiento no modificó nuestros estados financieros presentados anteriormente. Sin embargo, de conformidad con la norma de arrendamiento, de forma prospectiva, una parte importante de los costos de arrendamiento financiero para los Contratos de Compraventa de Energía (*Power Purchase Agreements PPAs*) que históricamente se han presentado en el Costo del Combustible Eléctrico y la Energía Eléctrica Comprada se presentan ahora en los Gastos de Depreciación y Amortización y en los Gastos de Intereses en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy y de SDG&E. Además, la aplicación de las normas de arrendamiento tuvo un impacto importante en nuestro balance general al 1º de enero de 2019 debido al reconocimiento inicial de los activos de ROU y en los pasivos de arrendamiento para arrendamientos operativos. Nuestros arrendamientos financieros ya estaban incluidos en nuestro balance general antes de la aplicación de la norma de arrendamiento, que se relacionaba con los PCGA anteriores de los Estados Unidos para arrendamientos capitalizables.

La tabla siguiente muestra los aumentos (disminuciones) iniciales en nuestro balance general al 1º de enero de 2019 a partir de la aplicación de la norma de arrendamiento.

#### IMPACTO A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE LA NORMA DE ARRENDAMIENTO

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado	SDG&E	SoCalGas
Activos destinados para su venta	\$ 13	\$ -	\$ -
Otros activos de largo plazo	(71)	-	-
Propiedad, planta y equipo neto	(147)	-	-
Activos con derechos de uso – arrendamientos operativos	603	130	116
Activos del impuesto sobre la renta diferidos	(3)	-	-
Otros pasivos circulantes	80	20	23
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	(138)	-	-
Créditos diferidos y otros	436	110	93
Utilidades acumuladas	17	-	-

Como resultado de la aplicación de la norma de arrendamiento dimos de baja el activo y el pasivo asociado con nuestra oficina matriz de conformidad con las disposiciones de transición para los contratos de construcción a medida. Desde un punto de vista prospectivo, contabilizaremos el arrendamiento de la oficina matriz como un arrendamiento operativo. El impacto inicial se incluye en la tabla anterior.

Incluimos divulgaciones adicionales de nuestros arrendamientos en la Nota 16

**ASU 2016-13, “Medición de las Pérdidas Crediticias en Instrumentos Financieros”:** ASU 2016-13, en virtud de las modificaciones de ASUs emitidas posteriormente, cambia la forma en que las entidades medirán las pérdidas crediticias en la mayoría de los activos financieros y en algunos otros instrumentos. La norma introduce un modelo de deterioro de “pérdida crediticia esperada” que exige el reconocimiento inmediato de las pérdidas crediticias estimadas que se espera se produzcan durante la vida restante de la mayoría de los activos financieros que se miden a costo amortizado, incluyendo las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, así como los compromisos de préstamo y las garantías financieras. Las ASU 2016-13 también exigen el uso de una previsión para registrar las pérdidas crediticias estimadas en los valores de deuda disponibles para la venta y amplía los requisitos de divulgación relativos a los supuestos, modelos y métodos de la entidad para la estimación de las pérdidas crediticias. En lo que respecta a las entidades públicas, la ASU 2016-13 tiene vigencia para los ejercicios fiscales que comienzan después del 15 de diciembre de 2019, incluidos los periodos provisionales de la misma, permitiéndose la aplicación anticipada para los ejercicios fiscales que comiencen después del 15 de diciembre de 2018. Las modificaciones se aplicarán utilizando un enfoque retrospectivo modificado mediante un ajuste de efecto acumulado para las utilidades retenidas al inicio del primer periodo de referencia en el año de aplicación.



Desde un punto de vista prospectivo, la nueva norma se aplicará principalmente a nuestros saldos de cuentas por cobrar, a las cantidades adeudadas por filiales no consolidadas y a las garantías financieras fuera de balance general. Aplicaremos la norma al 1º de enero de 2020. No esperamos ningún impacto en el balance general de SDG&E o SoCalGas por la aplicación. La tabla siguiente muestra los aumentos (disminuciones) esperados en el balance general de Sempra Energy al 1º de enero de 2020 a partir de la aplicación de la ASU 2016-13.

### IMPACTO ESPERADO POR LA APLICACIÓN DEL ASU 2016-13

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado
Cuentas por cobrar – comercializables, netas	\$ (1)
Adeudos de filiales no consolidadas - no circulante	(6)
Activos con impuesto sobre la renta diferido	4
Otros pasivos circulantes	4
Créditos diferidos y otro	2
Utilidades acumuladas	(7)
Otras participaciones no controladas	(2)

**ASU 2017-04, “Simplificación de la Prueba del deterioro del crédito mercantil”:** ASU 2017-04 elimina el segundo paso de la prueba de deterioro del crédito mercantil que requiere una asignación de precio de compra hipotética. Se exigirá a la entidad que aplique una prueba cuantitativa de un paso y se registre el monto del deterioro del crédito mercantil como el exceso del monto en libros de la cantidad de unidades que se llevan a cabo sobre su valor razonable, sin exceder el monto en libros del crédito mercantil. Para las entidades públicas la ASU 2017-04 surte efectos en las pruebas anuales o provisionales de deterioro del crédito mercantil en los ejercicios fiscales que comiencen después del 15 de diciembre de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada. Las modificaciones se aplicarán desde un punto de vista prospectivo. Adoptaremos las normas del 1º de enero de 2020.

**ASU 2018-02, “Reclasificación de Ciertos Efectos Fiscales de Otras Utilidades Integrales Acumuladas”:** La ASU 2018-02 contiene modificaciones que permiten una reclasificación de otras utilidades integrales acumuladas (*Accumulated Other Comprehensive Income AOCI*) a utilidades retenidas para los efectos de los impuestos aislados resultantes de la Ley de Empleos y Reducción de Impuestos (*Tax Cuts and Jobs Act TCJA*). Conforme a la ASU 2018-02, una entidad está obligada a proporcionar cierta información relativa a efectos de los impuestos aislados, incluida su política contable relacionada con la liberación de los efectos de los impuestos sobre la renta de AOCI.

Las modificaciones de esta actualización pueden aplicarse ya sea a partir del comienzo del periodo de aplicación o de manera retroactiva a partir de la fecha de promulgación de la TCJA y en cada periodo en el cual se reconozca el efecto de la TCJA. Nosotros adoptamos la ASU 2018-02 el 1º de enero de 2019 y reclasificamos los efectos del impuesto sobre la renta de la TCJA de AOCI a las utilidades retenidas.

El impacto de la aplicación realizada el 1º de enero de 2019 de la ASU 2018-02 fue el siguiente:

- Sempra Energy: aumento de \$40 millones de dólares a las utilidades acumuladas iniciales, \$2 millones de dólares a Pasivos Reglamentarios no circulantes y \$42 millones de dólares a AOCI;
- SDG&E: aumento de \$2 millones de dólares a las utilidades acumuladas iniciales y AOCI; y
- SoCalGas: aumento de \$2 millones de dólares a las Utilidades Retenidas iniciales, \$2 millones de dólares a Pasivos Reglamentarios no circulantes y \$4 millones de dólares a AOCI.

**ASU 2019-12, “Simplificación de la Contabilidad para Impuestos Sobre la Renta”:** ASU 2019-12 simplifica ciertas áreas de la contabilidad para el tema de impuestos sobre la renta. Además de otros cambios, esta norma modifica la ASC 740, “Impuestos Sobre la Renta,” de la siguiente manera:

- elimina la excepción al enfoque progresivo para la asignación de impuestos dentro del periodo cuando hay una pérdida por operaciones continuas y utilidad o ganancia por otras partidas, incluidas las operaciones discontinuas operaciones u otras utilidades integrales;
- simplifica el reconocimiento de los impuestos diferidos relacionados con las diferencias de base como resultado de los cambios de titularidad en inversiones;

especifica que una entidad no está obligada a asignar el monto consolidado de los gastos por concepto de impuestos circulares y difendidos a una persona moral que no esté sujeta a impuestos en sus estados financieros separados; y

requiere que una entidad refleje el efecto de un cambio promulgado en las leyes o en las tasas fiscales en el cómputo anual de la Tasa Efectiva del Impuesto (*Effective Tax Rate ETR*) en el periodo de transición que incluye la fecha de promulgación.

Para entidades públicas, la ASU 2019-12 tiene vigencia para los ejercicios fiscales que comiencen después del 15 de diciembre de 2020, incluyendo sus periodos temporales, permitiéndose la aplicación anticipada. El método de transición relacionado con las modificaciones realizadas por la ASU 2019-12 varían conforme a la naturaleza del cambio. Actualmente estamos evaluando la fecha de aplicación planeada y el efecto de la norma en nuestros informes financieros en curso.

### NOTA 3. INGRESOS

En la tabla siguiente se desglosan nuestros ingresos provenientes de los contratos con los clientes por las principales líneas de servicio y mercado y ofrece una conciliación al total de ingresos por segmento. La mayoría de nuestros ingresos se reconocen a lo largo del tiempo.

#### INGRESOS DESGLOSADOS

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de 2019						
	SDG&E	SoCalGas	Sempra Mexico	Sempra Renewables	Sempra LNG	Consolidación de los ajustes y de la Empresa Matriz y otros	Sempra Energy Consolidado
<b>Por principal línea de servicio:</b>							
Servicios Públicos	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 73	\$ -	\$ -	\$ (75)	\$ 9,184
Negocios relacionados con la energía	-	-	919	5	176	(143)	957
Ingresos provenientes de los contratos con clientes	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 5	\$ 176	\$ (218)	\$ 10,141
<b>Por mercado:</b>							
Gas	\$ 587	\$ 4,367	\$ 680	\$ -	\$ 170	\$ (208)	\$ 5,596





Traducción del inglés al español

Eléctrico	4,232	-	312	5	6	(10)	4,545
Ingresos provenientes de los contratos con clientes	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 5	\$ 176	\$ (218)	\$ 10,141
Ingresos provenientes de los contratos con clientes	\$ 4,819	\$ 4,367	\$ 992	\$ 5	\$ 176	\$ (218)	\$ 10,141
Ingresos reglamentarios por servicios públicos	106	158	-	-	-	-	264
Otros ingresos	-	-	383	5	234	(198)	424
Total de ingresos	\$ 4,925	\$ 4,525	\$ 1,375	\$ 10	\$ 410	\$ (416)	\$ 10,829

Años terminados al 31 de diciembre de 2018

	SDG&E	SoCalGas	Sempra Mexico	Sempra Renewables	Sempra LNG	Consolidación de los ajustes y de la Empresa Matriz y otros	Sempra Energy Consolidado
<b>Por principal línea de servicio:</b>							
Servicios Públicos	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 78	\$ -	\$ -	\$ (69)	\$ 8,374
Negocios relacionados con la energía	-	-	941	46	232	(146)	1,073
Ingresos provenientes de los contratos con clientes	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 46	\$ 232	\$ (215)	\$ 9,447
<b>Por mercado:</b>							
Gas	\$ 491	\$ 3,577	\$ 711	\$ -	\$ 224	\$ (203)	\$ 4,800
Eléctrico	4,297	-	308	46	8	(12)	4,647
Ingresos provenientes de los contratos con clientes	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 46	\$ 232	\$ (215)	\$ 9,447
Ingresos provenientes de los contratos con clientes	\$ 4,788	\$ 3,577	\$ 1,019	\$ 46	\$ 232	\$ (215)	\$ 9,447
Ingresos reglamentarios por servicios públicos	(220)	385	-	-	-	-	165
Otros ingresos	-	-	357	78	240	(185)	490
Total de ingresos	\$ 4,568	\$ 3,962	\$ 1,376	\$ 124	\$ 472	\$ (400)	\$ 10,102

#### INGRESOS PROVENIENTES DE LOS CONTRATOS CON CLIENTES

Nuestros ingresos provenientes de los contratos con clientes están relacionados principalmente con la transmisión, distribución y almacenaje de gas natural y con la generación, transmisión y distribución de electricidad a través de nuestros servicios públicos reglamentarios. También proporcionamos otros servicios de la cadena de suministro y servicios relacionados con la energía renovable. Evaluamos nuestros ingresos por contrato y cartera, a efecto de terminar la naturaleza, monto, periodicidad e incertidumbre, si la hubiera, de los ingresos que se reconocen.

Por lo general reconocemos los ingresos cuando se presta a nuestros clientes los servicios básicos prometidos y emitimos facturas a nuestros clientes por un monto que refleja la contraprestación a la que tenemos derecho a cambio de esos servicios. Consideramos que la entrega y transmisión de gas natural y de electricidad, así como la prestación de servicios de almacenaje de gas natural son servicios continuos e integrados. Por lo general los servicios de gas natural o de electricidad los recibe y consume el cliente de manera simultánea. Nuestra obligación de desempeño relacionada con estos servicios se satisface a lo largo del tiempo y representan una serie de servicios distintos que son básicamente los mismos y que tienen el mismo patrón de transferencia a los clientes. Reconocemos que los ingresos en función de las unidades entregadas, así como la satisfacción en el cumplimiento de nuestras obligaciones puede medirse directamente por la cantidad de gas natural o electricidad entregadas al cliente. En la mayoría de los casos el derecho a la contraprestación por parte del cliente corresponde directamente al valor transferido al cliente y reconocemos el ingreso en el monto al que tenemos derecho a facturar.





Los términos de pago en los contratos con nuestros clientes varían. Normalmente tenemos un derecho incondicional a los pagos del cliente los cuales se consideran como adeudos después de que se cumple la obligación con el cliente. El plazo entre la facturación y el vencimiento del pago es normalmente entre 10 y 90 días. Excluimos de los ingresos los impuestos sobre las ventas y el uso. Además, los Servicios Públicos de California pagan tarifas de franquicia a efecto de operar en varios municipios. Los Servicios Públicos de California facturan estas tarifas de franquicia a sus clientes con base en una tarifa autorizada por la CPUC. Esta tarifa de franquicia que debe pagarse independientemente de la facultad para cobrar al cliente que tienen los Servicios Públicos de California, se contabiliza en términos brutos y se refleja en los ingresos por servicios públicos provenientes de los contratos con los clientes y de los gastos de operación.

### ***Ingresos por Servicios Públicos***

Los ingresos por servicios públicos representan la mayoría de nuestros ingresos consolidados provenientes de los contratos con clientes e incluyen:

La transmisión, distribución y almacenaje de gas natural en:

- SDG&E
- SoCalGas

- Ecogas de Sempra México

La generación, transmisión y distribución de electricidad en SDG&E.

Los ingresos provenientes de servicios públicos se derivan y se reconocen al momento de la entrega de los servicios de gas natural o de electricidad a los clientes. Los montos que facturamos a nuestros clientes se basan en las tarifas establecidas por la normativa dentro del estado o país respectivo. En cuanto a a SDG&E y a SoCalGas que cumplen con las disposiciones de las PCGA de los EE. UU. que rigen las operaciones reglamentadas por tarifas como lo analizamos en la Nota 1, los montos que facturamos a los clientes también incluyen los ajustes a los ingresos reglamentarios reconocidos previamente.

Los Servicios Públicos de California y Ecogas reconocen los ingresos con base en los requisitos de ingresos reglamentarios aprobados, lo que permite que los servicios públicos recuperen sus gastos de operación razonables y les ofrece la oportunidad de conocer sus tarifas autorizadas de rendimiento de sus inversiones. Aunque los ingresos de los Servicios Públicos de California no se ven afectados por los volúmenes de ventas reales, el modelo de reconocimiento de sus ingresos durante el año se ve afectado por la estacionalidad. SoCalGas reconoce el ingreso anual autorizado para los principales clientes de gas natural utilizando factores estacionales establecidos en el Procedimiento Trienal de Asignación de Costos. En consecuencia, una parte importante de las utilidades anuales de SoCalGas se reconocen en el primero y cuarto trimestres de cada año. El reconocimiento del ingreso autorizado de SDG&E también se ve impactado por factores estacionales, lo que resulta en mayores utilidades en el tercer trimestre cuando las cargas eléctricas suelen ser más altas que en los otros trimestres del año.

SDG&E tiene un contrato para proporcionar a California ISO (*California ISO Independent System Operator*)

la capacidad de controlar sus líneas de transmisión de alto voltaje a precios autorizados por la Comisión Federal de Regulación Energética (*Federal Energy Regulatory Commission FERC*). Los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo a medida que se proporciona el acceso a California ISO.

Entre los factores que pueden afectar la cuantía, la periodicidad y la incertidumbre en los ingresos y en los flujos de efectivo se incluyen el clima, la estacionalidad y el calendario de facturación a clientes, lo cual puede dar lugar a ingresos no facturados que pueden variar de manera importante de un mes a otro y en general, aproximarse a las entregas de mitad de mes.

Los Servicios Públicos de California reconocen los ingresos provenientes de la venta de los Permisos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (*Greenhouse Gases GHG*) asignados a California en subastas trimestrales administradas por la Junta de Recursos del Aire de California (*California Air Resources Board CARB*). Los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (*GHG*) se entregan a la CARB antes de las subastas trimestrales y los Servicios Públicos de California tienen el derecho al pago cuando los derechos de emisión de (*GHG*) se venden en la subasta. Los ingresos por concepto de (*GHG*) se reconocen en un momento dado dentro del trimestre en que se celebra la subasta. Las empresas de servicios públicos de California equilibran los costos e ingresos asociados al programa de (*GHG*) mediante cuentas de balance reglamentarias.



### **Ingresos provenientes de Empresas relacionadas con la Energía**

#### **Ingresos por concepto de la cadena de suministro**

Los ingresos cadena de suministro en Sempra México y de Sempra LNG normalmente representan los ingresos por contratos a largo plazo basados en dólares estadounidenses con clientes para la venta de gas natural y de gas natural licuado (*liquified natural gas* (LNG)), así como el almacenaje y transporte de gas natural. Los cantidades facturadas se basan en el volumen de gas natural entregado y en los precios contratados.

Las operaciones de comercialización de Sempra México venden gas natural a la CFE y a otros clientes en virtud de contratos de suministro. Sempra México reconoce los ingresos por la venta de gas natural al transferirlo a través de gasoductos a los clientes en los puntos de entrega acordados, y en el caso de la CFE, en sus plantas de energía termoeléctrica.

A través de sus operaciones de comercialización, Sempra LNG tiene contratos para vender gas natural y LNG a Sempra México lo que permite a Sempra México cumplir con sus obligaciones en virtud de contratos de suministro con la CFE y con otros clientes y abastecer a la planta de energía de TdM de Sempra México. Debido a que Sempra México entrega inmediatamente el gas natural a sus clientes o consume los beneficios de forma simultánea (utilizando el gas para abastecer a TdM), los ingresos por la venta de Gas Natural Licuado (LNG) a Sempra México generalmente se reconocen a lo largo del tiempo como entregados. Los ingresos por las ventas de Gas Natural Licuado (LNG) se reconocen en el momento en que la carga se entrega a Sempra México.

Los ingresos por la venta de gas natural licuado (LNG) y de gas natural por parte de Sempra LNG a Sempra México se ajustan por el pago de indemnizaciones y reparto de utilidades. Consideramos que estos ajustes son formas de contraprestación variable que están relacionados con la venta de Gas Natural Licuado (LNG) y de gas natural a Sempra México y, por lo tanto, Sempra LNG registra los costos relacionados como una compensación a los ingresos sin afectar los ingresos consolidados de Sempra Energy. Reconocemos los ingresos por almacenaje a partir de contratos de reserva de capacidad contratados de manera firme, en virtud de los cuales cobramos una tarifa por reservar capacidad de almacenaje para los clientes en nuestras instalaciones de almacenaje subterráneo. Conforme a estos contratos firmes, los clientes pagan una tarifa de reserva fija mensual que se basa en la capacidad de almacenaje reservada en lugar de por los volúmenes reales almacenados. Para el componente de tarifa fija, los ingresos se reconocen con base en una línea recta durante la vigencia del contrato. Emitimos facturas a los clientes por cualquier capacidad utilizada en exceso de la capacidad contratada y tales ingresos se reconocen en el mes en el que se producen. Asimismo, reconocemos ingresos por servicios de almacenaje que pueden ser suspendidos. Como lo analizamos en la Nota 5, el 7 de febrero de 2019, Sempra LNG completó la venta de sus activos de almacenaje de gas natural no destinados a servicios públicos en el sudeste de los Estados Unidos (que incluye a Mississippi Hub y Bay Gas).

Generamos ingresos por transporte mediante oleoducto a partir de contratos firmes en virtud de los cuales los clientes pagan una tarifa por reservar capacidad de transporte. Los ingresos se reconocen cuando los volúmenes se entregan en el punto de entrega acordado a los clientes. Reconocemos los ingresos por nuestra obligación de estar preparados para proporcionar capacidad y servicios de transporte durante el periodo de entrega contractual ya que los beneficios se reciben y consumen de manera simultánea a medida que los clientes usan la capacidad de los oleoductos para el transporte y recepción de gas natural y de Gas Licuado de Petróleo (*Liquified Petroleum Gas* LPG). Los montos facturados se basan en una tarifa de uso variable y en una carga de capacidad fija ajustadas según el Índice de Precios al Consumidor, los efectos de cualquier conversión de moneda extranjera y la cantidad real de productos transportado.

#### **Ingresos por Energías Renovables**

Sempra Renewables y Sempra México desarrollan, invierten y operan instalaciones solares y eólicas que cuentan con un Contrato de Compraventa de Energía (*Power Purchase Agreement* PPA) a largo plazo para vender la electricidad y los atributos de la energía verde relacionados que generan a los clientes generalmente entidades de servicio de carga y también para Sempra México, clientes industriales y de otro tipo. Las entidades de servicio de carga venderán servicio eléctrico a sus usuarios finales y a clientes mayoristas inmediatamente después de recibir nuestra entrega de energía y los clientes industriales y de otro tipo que consumen inmediatamente la electricidad para hacer funcionar sus instalaciones y por lo tanto reconocemos los ingresos en virtud de los PPAs a medida que se genera la electricidad. Emitimos facturas a los clientes con base en el volumen de energía entregada a tarifas sujetas a los PPAs. Como lo analizamos en la Nota 5, en diciembre de 2018 completamos la venta de los activos solares operativos, proyectos de desarrollo de almacenaje de energía solar y baterías de Sempra Renewables en los Estados Unidos y su participación accionaria en un 50% en una planta de generación de energía eólica. En abril de 2019 Sempra Renewables completó la venta de sus activos e inversiones eólicas restantes.



Sempra LNG sigue teniendo un contrato contractual para proporcionar la programación y la comercialización de energía renovable por las utilidades de energía renovable de Sempra México. Los montos facturados se basan en una tarifa fija por MWh (megawatt hora) programado.

#### *Operaciones Provenientes de Contratos con Clientes*

TDM es una planta de energía a gas natural que genera ingresos por la venta de electricidad y/o recursos idóneos a California ISO y a las entidades gubernamentales, de servicios públicos y a entidades de comercialización de energía al por mayor a medida que la energía se entrega en el punto de interconexión.

#### **Obligaciones de Desempeño Restantes**

No revelamos información respecto a las obligaciones de desempeño restantes para (a) contratos con una duración original prevista de un año o menos, (b) contraprestación variable reconocida por el monto al que tenemos derecho a facturar por los servicios prestados, o (c) contraprestación variable asignada a obligaciones de desempeño completamente insatisfechas.

En el supuesto de contratos por más de un año, al 31 de diciembre de 2019 esperamos reconocer los ingresos relacionados con el componente de honorarios fijos de la contraprestación como se muestra más abajo. Las obligaciones de desempeño restantes de Sempra Energy se relacionan principalmente con los contratos de capacidad de almacenaje y transporte de gas natural en Sempra México. SoCalGas no tenía ninguna obligación de desempeño restante al 31 de diciembre de 31 2019.

#### **OBLIGACIONES RESTANTES <sup>(1)</sup>**

*(En millones de dolares)*

	Sempra Energy Consolidado		SDG&E	
2020	\$	390	\$	4
2021		403		4
2022		406		4
2023		402		4
2024		349		4
A partir de		4,699		71
Total de ingresos a reconocer	\$	6,649	\$	91

*(1) Excluye las operaciones entre empresas*

#### **Saldos de Contratos por ingresos provenientes de contratos con clientes**

En cualquier momento, recibimos pagos anticipados para cumplir con las obligaciones relacionadas con los contratos con los clientes. Diferimos esos ingresos como pasivos de contratos y los reconocemos en las utilidades a medida que se cumplen con las obligaciones.

Las actividades por responsabilidades contractuales dentro de Sempra Energy y de SDG&E se presentan más adelante. No hubo actividades por responsabilidades contractuales en SDG&E en 2018 o en SoCalGas en 2019 o 2018.


**RESPONSABILIDADES CONTRACTUALES**
*(En millones de dólares)*

	Sempra Energy Consolidado	SDG&E
Saldo inicial, 1 de enero de 2019	\$ (70)	\$ -
Ingresos por concepto de obligaciones cumplidas durante el período de presentación de informes	2	1
Anticipo de pagos recibidos	(95)	(92)
Saldo al 31 de diciembre de 2019 <sup>(1)</sup>	\$ (163)	\$ (91)
Saldo inicial, 1 de enero de 2018	\$ -	
Aplicación del ajuste ASC 606	(61)	
Ingresos por concepto de obligaciones cumplidas durante el período de presentación de informes	7	
Anticipo de pagos recibidos	(16)	
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ (70)	

*(1) Incluye \$4 millones de dólares y 4 millones de dólares en otros Pasivos Circulantes y \$159 millones de dólares y \$87 millones de dólares en créditos ajeros y otros en los Balances Generales Consolidados de Sempra Energy y SDG&E, respectivamente.*

**Cuentas por Cobrar por Ingresos Provenientes de Contratos con Clientes**

En la tabla que aparece más abajo se muestran los saldos de cuentas por cobrar relacionados con los ingresos derivados de los contratos con los clientes en nuestros Balances Generales Consolidados.

**CUENTAS POR COBRAR POR INGRESOS PROVENIENTES DE CONTRATOS CON CLIENTES**
*(En millones de dólares)*

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Cuentas por cobrar- comercializables netas	\$ 1,163	\$ 1,106
Cuentas por cobrar – otras netas	16	11
Adeudados de filiales no consolidadas – circulante <sup>(1)</sup>	5	4
Activos destinados para su venta	-	6
Total	\$ 1,184	\$ 1,127
<b>SDG&amp;E:</b>		
Cuentas por cobrar- comercializables netas	\$ 398	\$ 368
Cuentas por cobrar – otras netas	5	6
Adeudados de filiales no consolidadas – circulante <sup>(1)</sup>	2	3
Total	\$ 405	\$ 377
<b>SoCalGas:</b>		
Cuentas por cobrar- comercializables netas	\$ 710	\$ 634
Cuentas por cobrar – otras netas	11	5
Total	\$ 721	\$ 639

*(1) La cantidad se presenta neta de las cantidades adeudadas a las filiales no consolidadas en el Balances Generales Consolidado, cuando existe el derecho de compensación.*

**INGRESOS DE FUENTES DISTINTAS A LOS CONTRATOS CON LOS CLIENTES**

Algunos de nuestros ingresos provienen de fuentes distintas a los contratos con los clientes y se contabilizan conforme a otras normas contables fuera del ámbito de la ASC 606.





### **Ingresos Reglamentarios por Servicios Públicos** **Programas de Ingresos Alternativos**

Reconocemos los ingresos de los programas de ingresos alternativos cuando las condiciones reglamentarias especificadas para su reconocimiento se han cumplido y ajustamos estos ingresos a medida que se recuperan o se reembolsan a través de futuros servicios públicos.

**Ingresos desasociados.** Como se señaló anteriormente, el marco reglamentario exige que los Servicios Públicos de California recuperen los ingresos autorizados sobre la base de las previsiones de demanda anual estimada aprobadas en los procedimientos ordinarios ante la CPUC. Sin embargo, la demanda actual de gas natural y electricidad variará generalmente de la demanda prevista y aprobada por la CPUC, debido a los impactos de la volatilidad del clima, los programas de eficiencia energética, paneles solares y otros factores que afectan al consumo. El marco reglamentario de la CPUC prevé que los Servicios Públicos de California utilicen un mecanismo de “desacoplamiento” que permite a los Servicios Públicos de California registrar el ingreso, déficits o exceso de ingresos resultantes de cualquier diferencia entre la demanda real y la demanda prevista que se recuperará o reembolsará en los ingresos autorizados en un periodo posterior con base en la naturaleza de la cuenta.

**Mecanismos de Incentivos.** La CPUC aplica medidas basadas en el rendimiento y en mecanismos de incentivos a todos los Servicios Públicos propiedad de los IOU, en virtud de los cuales, los Servicios Públicos de California tienen un potencial de utilidades por encima de los márgenes básicos autorizados si logran o superan los objetivos específicos de rendimiento y funcionamiento. Por lo general, para las adjudicaciones que se basan en el rendimiento, si el rendimiento está por encima o por debajo de los puntos de referencia específicos, los servicios públicos son elegibles para recibir adjudicaciones financieras o están sujetos a sanciones financieras.

Las adjudicaciones por incentivos están incluidas en los ingresos cuando recibimos la aprobación que exige la CPUC para la adjudicación, cuyo calendario no puede ser consistente de un año a otro. Registraríamos las sanciones por resultados inferiores a los puntos de referencia especificados contra los ingresos cuando consideramos que es probable que la CPUC evaluara una sanción.

### **Otras Recuperaciones Reglamentarias Basadas en los Costos**

La CPUC y la FERC en lo que se refiere a SDG&E, autorizan a los Servicios Públicos de California a recaudar los ingresos necesarios para los costos de operación y los costos relacionados con el capital (como la depreciación, los impuestos y el retorno sobre la base de tarifa) de los clientes, incluyendo:

- costos para comprar gas natural y electricidad;
- costos asociados con la administración de propósito público, la respuesta a la demanda y los programas de eficiencia energética del cliente;
- otras actividades programáticas como la distribución de gas, la transmisión de gas, la gestión en la integridad en el almacenaje de gas y la mitigación de incendios forestales; y
- costos asociados con las primas de seguro de responsabilidad civil.

Los costos autorizados se recuperan a medida que se entrega el producto o servicio. En la medida en que las cantidades autorizadas recaudadas varían de los costos reales, las diferencias se recuperan o reembolsan generalmente en un periodo posterior de acuerdo con la naturaleza del mecanismo de la cuenta de conciliación. En general, los criterios de reconocimiento de ingresos por costos equilibrados facturados a los clientes se cumplen en el momento en que se incurre en los costos. Puesto que estos costos se recuperan de manera sustancial en las tarifas mediante un mecanismo de cuentas de conciliación, los cambios en estos costos se reflejan como cambios en los ingresos. La CPUC y la FERC pueden imponer varios procedimientos de revisión antes de autorizar la recuperación o el reembolso para los programas autorizados, incluyendo limitaciones en el costo total del programa, límites de requisito de ingreso o revisiones de los costos para que sean razonables. Estos procedimientos podrían resultar en que no se autorice la recuperación de los contribuyentes.

Analizamos las cuentas de conciliación y sus efectos más adelante en la Nota 4.

### **Otros Ingresos**

Sempra LNG tiene un acuerdo para suministrar LNG a la terminal de regasificación LNG ECA de Sempra Mexico. Aunque el contrato de compraventa de gas natural licuado especifica un número de cargas que se entregarán anualmente, las cargas reales entregadas por el proveedor han sido tradicionalmente mucho más bajas que el máximo especificado en virtud del contrato. Como resultado, Sempra LNG está obligado por contrato a hacer pagos mensuales por indemnización a Sempra Mexico por no haber entregado el gas natural licuado contratado.

Sempra México genera ingresos por concepto de contratos de arrendamiento operativo con PEMEX y CENAGAS para el uso de gas natural y gasoductos de etano e instalaciones de almacenaje de gas licuado de petróleo (LPG). Ciertos contratos de compraventa de energía de Sempra Renewables también se contabilizaron como arrendamientos operativos antes de la venta de sus activos solares fijos en diciembre de 2018 y abril de 2019.

29-01-2018

Sempra LNG también reconoce otros ingresos provenientes de:

- honorarios relacionados con obligaciones contractuales de contraparte por falta de entrega de carga de gas natural licuado como se describió anteriormente; y
- ventas de gas natural y electricidad en virtud de contratos a corto y a largo plazo y en el mercado de contado y otros mercados competitivos. Los ingresos incluyen las ganancias y pérdidas netas realizadas en las liquidaciones físicas y de derivados y las ganancias y pérdidas netas no realizadas derivadas del cambio en el valor justo de los derivados.



## NOTA 4. ASUNTOS REGLAMENTARIOS

### ACTIVOS Y PASIVOS REGLAMENTARIOS

Mostramos los detalles de los activos y pasivos reglamentarios en la siguiente tabla y los discutimos más abajo.

#### ACTIVOS (PASIVOS) REGLAMENTARIOS

(En millones de dólares)

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
<b>SDG&amp;E:</b>		
Contratos de precio fijo y otros derivados	\$ 8	\$ (150)
Impuestos sobre la renta diferidos reembolsables en tasas	(108 )	(236)
Plan de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación	103	186
Cancelación de obligaciones	(2,056 )	(1,848)
Costos ambientales	45	28
Mitigación de incendios de Sunrise Powerlink	121	120
Cuentas de balance reglamentario <sup>(1)(2)</sup>		
Productos genéricos - electricidad	102	(8)
Transporte de gas	22	45
Seguridad y fiabilidad	77	70
Programas para fines públicos	(124 )	(62)
2019 Impactos retroactivos del GRC de 2019	111	-
Otras cuentas de saldo	106	145
Otros pasivos reglamentarios netos <sup>(2)</sup>	(153 )	(170)
Total SDG&E	(1,746 )	(1,880)
<b>SoCalGas:</b>		
Impuestos sobre la renta diferidos reembolsables en tasas	(203 )	(336)
Plan de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación	400	470
Costos de las prestaciones para los empleados	44	49
Obligaciones canceladas	(728 )	(833)
Costos ambientales	40	28
Cuentas de balance reglamentario <sup>(1)(2)</sup>		
productos genéricos - gas, incluida la transportación	(118 )	196
Seguridad y fiabilidad	295	332
Programas para fines públicos	(273 )	(325)
2019 Impactos retroactivos del GRC de 2019	400	-
Otras cuentas de saldo	(7 )	(68)
Otros pasivos reglamentarios, netos <sup>(2)</sup>	(101 )	(114)
Total SoCalGas	(251 )	(601)
<b>Sempra Mexico:</b>		
Impuestos sobre la renta diferidos reembolsables en tasas	83	81
Otros activos reglamentarios	6	6
<b>Total Sempra Energy Consolidado</b>	<b>\$ (1,908 )</b>	<b>\$ (2,394)</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la parte no circulante de las Cuentas de balance reglamentario, la subcategoría neta cobrada por SDG&E fue de \$108 millones de dólares y \$78 millones de dólares, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la porción no circulante de las Cuentas de balance reglamentario, el subreembolso neto para SoCalGas fue de \$500 millones de dólares y \$185 millones de dólares, respectivamente.

(2) Incluye el activo normativo que obtienen un rendimiento.



Los activos reglamentarios derivados de los contratos a precio fijo y de otros derivados se compensan con los pasivos correspondientes resultado de los contratos de compra de energía, productos genéricos de gas natural y transporte. El activo reglamentario se incrementa/disminuye en función de los cambios en el valor razonable de mercado de los contratos. También se reduce en la medida en que se efectúen los pagos por los productos y los servicios conforme a estos contratos. Los impuestos sobre la renta diferidos reembolsables/recuperables en las tarifas se basan en la legislación vigente en materia de fijación de tarifas e impuestos sobre la renta.

SDG&E, SoCalGas y Sempra México esperan reembolsar/recuperar los pasivos/activos reglamentarios netos relacionados con los impuestos sobre la renta diferidos a lo largo de la vida de los activos que dan lugar a los correspondientes saldos acumulados de impuestos sobre la renta diferidos. Los activos y pasivos reglamentarios incluyen ciertos beneficios en el impuesto sobre la renta y gastos relacionados con los flujos a través de los temas que analizamos en la Nota 8.

Los activos/pasivos reglamentarios relacionados con los planes de pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación se compensan con los pasivos/activos correspondientes y se están recuperando en tarifas a medida que los planes se van financiando.

- El activo normativo relacionado con los costos de las prestaciones a los empleados representa nuestro pasivo asociado con el seguro de incapacidad a largo plazo que se recuperará de los clientes en tarifas futuras a medida que se realicen los gastos.
- Los pasivos reglamentarios de las obligaciones canceladas representan las cantidades acumuladas cobradas en tarifas para costos futuros de eliminación de activos en exceso de las cantidades acumuladas (o pagadas) en que se incurra.
- Los activos reglamentarios relacionados con los costos ambientales representan la parte de nuestro pasivo ambiental reconocido al final del periodo que excede el monto que ha sido recuperado a través de tarifas cobradas a los clientes. Esperamos que esta cantidad se recupere en tarifas futuras a medida que realicen los gastos.
- El activo normativo relacionado con la mitigación de incendios de Sunrice Powerlink se compensa con el pasivo correspondiente para el financiamiento de un fideicomiso a efecto de cubrir los costos de mitigación. SDG&E espera recuperar el activo normativo en tarifas a medida que el fideicomiso sea financiado en un periodo restante de 50 años.
- Las cuentas de conciliación reglamentarias cobradas de más o de menos, reflejan la diferencia entre la facturación a los clientes y los costos registrados o autorizados por la CPUC, incluyendo los costos de los productos básicos. La depreciación y retorno sobre una base de tarifas también puede incluirse en ciertas cuentas. Los montos en las cuentas de conciliación son recuperables (por cobrar) o reembolsables (por pagar) en tarifas futuras, sujeto a la aprobación de la CPUC.

El gasto de amortización de los activos reglamentarios para los años que terminan el 31 de diciembre 2019, 2018 y 2017 fue de \$7 millones de dólares, \$5 millones de dólares y \$50 millones de dólares, respectivamente en Sempra Energy Consolidado, \$3 millones de dólares, \$2 millones de dólares y \$49 millones de dólares, respectivamente en SDG&E, y \$4 millones de dólares, \$3 millones de dólares y \$1 millón de dólares, respectivamente en SoCalGas.

## SERVICIOS PÚBLICOS DE CALIFORNIA

### *Asunto de la tarifa general para la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC)*

La CPUC se vale de procedimientos de asuntos de la tarifa general para el financiamiento (GRC) para fijar aquellas tarifas que les permitan a los Servicios Públicos de California recuperar lo pagado en costos de operación razonables y para ofrecer la oportunidad de que alcancen sus tasas de rendimiento autorizadas sobre sus inversiones.

### *Asunto de la tarifa general para 2019*

El 26 de septiembre de 2019, la CPUC emitió la resolución definitiva sobre el GRC 2019, en la que aprobaba los ingresos del año de prueba de las empresas SDG&E y SoCalGas para 2019 y los ajustes del año de desgaste para 2020 y 2021. Este es el primer GRC que incluye ingresos autorizados para las actividades de la fase de mitigación de la evaluación de riesgos.

La resolución definitiva (FD) del GRC 2019 adopta un requisito de ingresos para el año de prueba 2019 de \$1,990 millones de dólares para las operaciones combinadas de SDG&E (\$1,590 millones de dólares para sus operaciones eléctricas y \$400 millones de dólares para sus operaciones de gas natural), lo que representa \$213 millones de dólares menos de los \$2,203 millones de dólares que SDG&E había pedido en su solicitud actualizada. El requisito de ingresos para 2019 adoptado por SDG&E representa un aumento de \$107 millones de dólares (5.70%) con respecto al correspondiente autorizado para 2018.

La FD del GRC 2019 adopta un requisito de ingresos para el año de prueba 2019 de \$2,770 millones de dólares para SoCalGas, lo que representa \$167 millones de dólares menos de los \$2,937 millones de dólares que SoCalGas había pedido en su solicitud actualizada. El requisito de ingresos para 2019 adoptado por SoCalGas representa un aumento de \$314 millones de dólares (12.80%) con respecto al correspondiente autorizado para 2018.





Los aumentos incluyen componentes autorizados por separado para los gastos de operación y mantenimiento, y los relacionados con el capital, como se indica a continuación:

### AUMENTOS DE INGRESOS AUTORIZADOS REQUERIDOS PARA 2020 Y 2021

(En millones de dólares)

	Incremento del 2020 a partir de 2019			Incremento del 2021 a partir de 2020		
	Incremento de ingresos	Incremento en porcentaje		Incremento de ingresos	Incremento en porcentaje	
<b>SDG&amp;E:</b>						
O&M (operación y mantenimiento)	\$ 20	2.64 %		\$ 19	2.47%	
Costos relacionados con el capital	114	9.74		83	6.47	
Total de incremento	\$ 134	6.74		\$ 102	4.83	
<b>SoCalGas:</b>						
O&M	\$ 36	2.64 %		\$ 34	2.40%	
Costos relacionados con el capital	184	14.36		116	7.93	
Total de incremento	\$ 220	7.92		\$ 150	5.00	

Las necesidades de ingresos adoptadas en relación con el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2019 se están recuperando en tarifas a lo largo de un periodo de 24 meses contados a partir de enero de 2020. Al 31 de diciembre de 2019, SDG&E había registrado un activo normativo asociado de \$111 millones de dólares, con \$56 millones de dólares como no circulantes, mientras que SoCalGas había registrado un activo normativo asociado de \$400 millones de dólares, con \$200 millones de dólares como no circulantes.

En enero de 2020, la CPUC emitió una resolución definitiva, implementando un ciclo de GRC de cuatro años para los servicios públicos propiedad de los inversionistas de California. Se ordenó a los Servicios Públicos de California que entablaran una demanda de modificación para cambiar su GRC 2019 y agregarle dos años adicionales de desgaste, lo que daría lugar a un periodo de GRC de cinco años de transición (2019-2023).

La FD del GRC 2019 aprueba la creación de cuentas de conciliación de primas de seguro por daños propios y a terceros para los Servicios Públicos de California, incluyendo los costos de las primas de seguros contra incendios forestales basados en un nivel específico de cobertura. La FD del GRC 2019 también les permite a los Servicios Públicos de California reclamar la recuperación de la cobertura de seguro de responsabilidad civil adicional.

De conformidad con la FD del GRC 2016, SDG&E y SoCalGas establecieron individualmente una cuenta de orden de gastos del impuesto sobre la renta de dos vías para dar seguimiento a, entre otras cosas, ciertas variaciones de ingresos resultantes de algunas diferencias entre el gasto del impuesto sobre la renta proyectado en el GRC y el del incurrido de 2016 a 2018. SDG&E y SoCalGas registraron pasivos reglamentarios asociados con las diferencias de proyección a las que se dio seguimiento de 2016 a 2018 de \$86 millones y \$89 millones de dólares, respectivamente. La FD del GRC 2019 aclara que las diferencias de proyección, que anteriormente incluimos en esta actividad de seguimiento, no están sujetas a seguimiento en la cuenta de orden de gastos del impuesto sobre la renta. La resolución definitiva del alcance de la cuenta de orden de gastos del impuesto sobre la renta de dos vías para el periodo comprendido de 2016 a 2018 está pendiente en la CPUC y podría afectar la disposición de estos pasivos reglamentarios. Se espera la resolución en la primera mitad de 2020.

Se autorizó el requisito de ingresos de la FD del GRC 2016 mediante el uso de una tasa de impuesto sobre la renta federal del 35%. Como resultado de la Ley de Empleos y Reducción de Impuestos (TCJA), la tasa del impuesto sobre la renta federal cambió a 21% a partir del 1 de enero de 2018. Dado que tanto SDG&E como SoCalGas continuaron recaudando ingresos autorizados con base en una tasa impositiva del 35%, ambas empresas registraron pasivos reglamentarios de 88 millones y 75 millones de dólares, respectivamente. De conformidad con la FD del GRC 2019, SDG&E y SoCalGas van a reembolsar los saldos reglamentarios en un periodo de 24 meses contados a partir de enero de 2020. SDG&E también registró un pasivo normativo de 66 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019, relacionado con las tasas de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) que le corresponden por su localidad, que comenzó a reembolsar en junio de 2019.

**Costo de capital de la CPUC**

En abril de 2019, SDG&E y SoCalGas presentaron solicitudes separadas a la CPUC para actualizar su costo de capital a partir del 1 de enero de 2020. SDG&E propuso ajustar su estructura de capital autorizado mediante el incremento de su capital común del 52% al 56%. SDG&E también propuso aumentar su rendimiento sobre capital (ROE) autorizado del 10.2% al 14.3% (con la inclusión de una propuesta de ROE total de una prima cuantificada para riesgo de responsabilidad civil por incendio forestal), y el autorizado sobre la base de la tasa del 7.55% al 10.03%. En agosto de 2019, SDG&E presentó un testimonio complementario para actualizar su solicitud de ROE de 10.2% a 12.38%, con el fin de reflejar los impactos de la legislación en materia de incendios forestales, incluyendo una prima revisada para el riesgo de responsabilidad por incendios forestales, y su rendimiento autorizado sobre la base de las tasas de 7.55% a 8.95%. SoCalGas propuso ajustar su estructura de capital autorizado mediante el aumento del monto de su capital común del 52% al 56%, su ROE autorizado del 10.05% al 10.7% y su rendimiento autorizado sobre la base de la tasa del 7.34% al 7.85%.

En diciembre de 2019, la CPUC aprobó el costo del capital y las estructuras tarifarias (que figuran en el cuadro siguiente) para SDG&E y SoCalGas, con entrada en vigor el 1 de enero de 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2022. SDG&E no propuso un costo de capital preferente para 2020 en este procedimiento. En enero de 2020, SDG&E presentó una carta de asesoramiento para mantener el costo del capital preferente para el año de prueba 2020 en 6.22%, lo que está pendiente de aprobación por parte de la CPUC.

**ESTRUCTURA TARIFARIA Y COSTO DE CAPITAL AUTORIZADO DE LA CPUC**

SDG&E					SoCalGas				
Ponderación autorizada	Rendimiento con base en la tasa	Rendimiento ponderado basado en la tasa			Ponderación autorizada	Rendimiento con base en la tasa	Rendimiento ponderado basado en la tasa		
45.25 %	4.59 %	2.08 %	<b>Deuda a largo</b>		45.60 %	4.23 %	1.93 %		
2.75	6.22	0.17	<b>Acciones preferentes</b>		2.40	6.00	0.14		
52.00	10.20	5.30	<b>Participación ordinaria</b>		52.00	10.05	5.23		
100.00 %		7.55 %			100.00 %		7.38 %		

Se volvió a autorizar el mecanismo de costo de capital (CCM) en el procedimiento del costo de capital de 2020 que continuaría hasta el 2022. La tasa de referencia del CCM para este costo de capital de 2020 es el índice promedio mensual de bonos de servicios públicos, según lo dado a conocer por Moody's, para el periodo de 12 meses comprendido de octubre de 2018 a septiembre de 2019. La tasa de referencia del CCM de SDG&E es de 4.491%, según el índice de bonos de servicios públicos Baa- de Moody's, mientras que la tasa de referencia del CCM de SoCalGas es de 4.024%, según el índice de bonos de servicios públicos A- de Moody's. El índice aplicable a cada servicio público se basa en su calificación crediticia.

Las tasas de referencia del CCM para SDG&E y SoCalGas son la base de comparación para determinar si los futuros periodos de medición "activan" el CCM. Los 12 meses que terminan en septiembre de 2020 serán el primer "Periodo del CCM" para determinar si ha habido una activación en SDG&E o SoCalGas, y tal activación se produce si el cambio en el promedio aplicable del índice de bonos de servicios públicos de Moody's en relación con el punto de referencia del CCM es mayor que alrededor del 1.000%. Por consiguiente, si se produce un cambio superior a alrededor del 1.000%, el ROE autorizado de SDG&E, SoCalGas o ambas empresas de servicios públicos se ajustaría al alza o a la baja en la mitad de la diferencia entre el punto de referencia del CCM y el promedio de 12 meses determinado durante el periodo del CCM. Además, la tasa de recuperación autorizada del costo de la deuda y las acciones preferenciales de las respectivas empresas de servicios públicos se ajustaría a su respectivo costo medio ponderado real, sin modificar la estructura de capital autorizado. En caso de que se produzca una activación del CCM, también se restablecerá el punto de referencia del CCM. Estos ajustes se harían efectivos en las tasas autorizadas el 1 de enero del año siguiente a la activación del CCM.

**SDG&E****Asuntos de tarifas y costo de capital de la FERC**



SDG&E solicita por separado a la FERC su ROE autorizado sobre las operaciones y activos de transmisión eléctrica normados por la FERC.

El actual rendimiento estimado de la FERC sobre la base de la tasa, de conformidad con la solicitud presentada de tasa de fórmula TO4 de SDG&E, es de 7.51%, basado en su estructura de capital, como se indica a continuación:

#### FERC ESTRUCTURA TARIFARIA Y COSTO DE CAPITAL AUTORIZADO DE LA CPUC - SDG&E

	Ponderación autorizada		Rendimiento con base en la tasa		Rendimiento ponderado basado en la tasa	
<b>Deuda a largo plazo</b>	43.44	%	4.21	%	1.83	%
<b>Participación ordinaria</b>	56.56		10.05		5.68	
	<b>100.00</b>	<b>%</b>			<b>7.51</b>	<b>%</b>

#### *Solicitud de tasa formulista de la FERC*

En octubre de 2018, SDG&E presentó su solicitud TO5 a la FERC, en la que propone, entre otros asuntos, un aumento del actual ROE de SDG&E autorizado por la FERC de 10.05% al 11.20%. Este procedimiento establece el requisito de ingresos por transmisión, incluyendo la tasa de rendimiento, para las operaciones y activos de transmisión eléctrica de SDG&E normados por la FERC. El 31 de diciembre de 2018, la FERC emitió una orden aceptando y suspendiendo la solicitud de TO5 de SDG&E por cinco meses, durante los cuales las tasas de TO4 existentes permanecerían en vigor, y estableció procedimientos de audiencia y de acuerdo. El período de suspensión terminó el 1 de junio de 2019, cuando entraron en vigor las tasas TO5 propuestas, sujetas a reembolso y al resultado de la solicitud de la tasa. En consecuencia, hasta que se autorice un nuevo ROE, el actual de 10.05% sería la base del reconocimiento de ingresos relacionados con la FERC de SDG&E.

En octubre de 2019, SDG&E y todas las partes involucradas llegaron a un acuerdo sobre todos los asuntos determinados para la audiencia en el procedimiento. El acuerdo establece un ROE del 10.60%, que consiste en un ROE base del 10.10% más 50 puntos base adicionales para la participación en California ISO. SDG&E reembolsará los 50 puntos base adicionales de ROE de California ISO a partir de la fecha efectiva de reembolso (1 de junio de 2019) en este procedimiento si la FERC emite una orden que dicte que los servicios públicos propiedad de los inversionistas de California ya no son elegibles para el ROE adicional de California ISO.

El acuerdo también incluye la recaudación de ingresos adicionales de la FERC por valor de \$17 millones de dólares para concluir un asunto de base de tasas, excluyendo ciertos reembolsos que se pagarían a los clientes de la CPUC de la localidad. Quedamos en espera de una orden de la FERC en los términos del acuerdo en la primera mitad de 2020.

Cuando recibamos una resolución definitiva, SDG&E espera registrar el efecto de las utilidades acumuladas de la aplicación retroactiva al 1 de junio de 2019 por cualquier diferencia entre el ROE actual y el aprobado.

#### **SOCALGAS**

##### ***Orden por la que se establece una investigación (OII) a prácticas de facturación***

En mayo de 2017, la CPUC emitió una OII para determinar si SoCalGas violaba alguna disposición del Código de Servicios Públicos de California, Órdenes Generales, resoluciones de la CPUC u otros requisitos relacionados con las prácticas de facturación de 2014 a 2016. La CPUC examinó la pertinencia temporal de las facturas mensuales, extendiendo el período de facturación para los clientes, y emitiendo facturas estimadas, incluyendo un examen de las reglas de tarifas de gas de SoCalGas. En enero de 2019, la CPUC le requirió a SoCalGas el pago de \$8 millones de dólares en multas, incluyendo \$3 millones de dólares que se pagaron en julio de 2019 al fondo general de California y \$5 millones de dólares que se acreditarían a los clientes que recibieran facturas retrasadas (por más de 45 días) mediante un crédito de \$100 dólares en la factura. SoCalGas presentó una apelación por las conclusiones de la CPUC en la orden, las cuales la CPUC negó en abril de 2019. SoCalGas presentó una solicitud de revisión en mayo de 2019, que se encuentra pendiente ante la CPUC. Asimismo, la CPUC accedió a la solicitud de SoCalGas de retrasar la distribución del crédito de \$100 dólares en la factura a los clientes hasta que se diera la resolución definitiva en la revisión.

#### **SEMPRA MÉXICO**





En julio y diciembre de 2018, la CRE (Comisión Reguladora de Energía) ajustó las tarifas de distribución de gas natural de Ecogas que se les cobraba a los usuarios finales de 2014 a 2016. Ecogas registró activos reglamentarios de \$7 millones y \$5 millones de dólares, respectivamente, por estos ajustes tarifarios, los cuales son recuperables en las tarifas vigentes a partir del 1 de septiembre de 2018 y del 1 de febrero de 2019, respectivamente, y hasta el 31 de diciembre de 2020.

#### **NOTA 5. ADQUISICIONES, DESINVERSIONES Y OPERACIONES DISCONTINUAS**

Consolidamos los activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de compra e incluimos las utilidades de las adquisiciones en las utilidades consolidadas después de la fecha de compra.

#### **ADQUISICIONES**

##### ***Empresas de servicios públicos de Sempra en Texas*** ***TTHC***

En febrero de 2020, Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC adquirió una participación indirecta adicional del 0.2% en Oncor mediante la adquisición de una participación del 1% en TTHC de Hunt Strategic Utility Investment, L.L.C., incluyendo documentos por cobrar de TTHC con un saldo pendiente total de aproximadamente \$5.5 millones de dólares, por un precio de compra total de alrededor de \$23 millones de dólares en efectivo, con lo que la participación indirecta de Sempra Energy en Oncor asciende aproximadamente al 80.45%. TTHC es dueño del 100% de TTI, que a su vez es dueño del 19.75% de la participación pendiente de los socios de Oncor.

##### ***Oncor Holdings***

En marzo de 2018, Sempra Energy finalizó la adquisición de una participación indirecta del 100% en Oncor Holdings, que tenía el 80.03% de Oncor, y otros activos y pasivos de EFH no relacionados con Oncor, de conformidad con el Contrato de Fusión celebrado con EFH. En virtud de tal contrato, pagamos una contraprestación por la fusión de \$9.45 mil millones de dólares en efectivo y \$31 millones de dólares adicionales que representan un ajuste por dividendos y pagos en virtud de un contrato de reparto tributario celebrado con Oncor y Oncor Holdings. Además, en marzo de 2018, Sempra Energy, adquirió de OMI un 0.22% adicional de las participaciones pendientes de los socios en Oncor en una operación separada y a través de su participación en Oncor Holdings, por \$26 millones de dólares en efectivo, con lo que la participación indirecta de Sempra Energy en Oncor alcanzó el 80.25%. TTI sigue teniendo el 19.75% de las participaciones pendientes de los socios en Oncor.

De conformidad con el Contrato de Fusión, la reorganizada EFH (con cambio de nombre a Sempra Texas Holdings Corp.) se fusionó con una subsidiaria indirecta de Sempra Energy, quedando Sempra Texas Holdings Corp. como la fusionante y subsidiaria indirecta de propiedad absoluta de Sempra Energy.

Sempra Texas Holdings Corp. es la dueña única de EFIG (con cambio de nombre a Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC), que tiene nuestra participación del 100% en Oncor Holdings. Otros activos y pasivos no relacionados con Oncor y que fueron adquiridos con Sempra Texas Holdings Corp. se han englobado en nuestra empresa matriz y otras.

Debido a medidas de protección, mecanismos de gobierno existentes y compromisos vigentes, no tenemos la facultad de dirigir las actividades significativas de Oncor Holdings y Oncor. En consecuencia, contabilizamos nuestra participación del 100% en Oncor Holdings como una inversión de método de participación. Referirse a la Nota 6 para obtener más información sobre nuestra inversión de método de participación en Oncor Holdings y las medidas de protección relacionadas.

Como preparación a la Fusión, finalizamos las ofertas públicas registradas de nuestras acciones ordinarias (incluyendo las acciones ofrecidas de conformidad con los contratos de venta a futuro), de las acciones preferentes de la serie A y la deuda a largo plazo, en enero de 2018, tal como se comenta en las Notas 7, 13 y 14. Estas ofertas derivaron en un total de ingresos netos iniciales de aproximadamente \$7 mil millones de dólares para el financiamiento parcial de la Contraprestación de la Fusión, de los cuales alrededor de \$800 millones de dólares se utilizaron para pagar el papel comercial hasta el cierre de la Fusión.

En marzo de 2018, liquidamos aproximadamente \$900 millones de dólares (excluyendo los descuentos de suscripción de \$16 millones de dólares) de ventas a futuro en virtud de los contratos de venta a futuro celebrados en relación con la oferta pública de acciones ordinarias en enero de 2018, mediante la entrega de 8,556,630 acciones ordinarias recientemente emitidas de Sempra Energy, como se comenta en la Nota 14, para financiar una parte de la Contraprestación por la Fusión. Recaudamos la parte restante





de la Contraprestación por la Fusión mediante la emisión de aproximadamente \$2.6 mil millones de dólares en papel comercial con un rendimiento promedio ponderado de 47 días y una tasa de interés promedio ponderada del 2.2% anual.

El precio total de compra pagado se componía de lo siguiente:

- \$9,150 millones de dólares de la Contraprestación por la Fusión;
- \$51 millones de dólares de ajuste por dividendos y pagos de conformidad con el contrato de reparto tributario celebrado con Oncor y Oncor Holdings;
- \$26 millones de dólares pagados en una operación separada para adquirir de OMI un 0.22% adicional de la participación pendiente de los socios de Oncor; y
- \$59 millones de dólares de costos de operación incluidos en la base de nuestra inversión en Oncor Holdings.

Contabilizamos la Fusión como una adquisición de activos, ya que la inversión bajo el método de participación en Oncor Holdings representa sustancialmente todo el valor justo de los activos brutos adquiridos. La siguiente tabla determina la asignación del precio total de compra pagado a los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos.

#### ASIGNACIÓN DEL PRECIO DE COMPRA

(En millones de dólares)

	Al 9 de marzo de 2018 <sup>(1)</sup>	
<b>Activos adquiridos:</b>		
Cuentas por cobrar – otras, netas	\$	1
Adeudados de filiales no consolidadas – circulante		46
Inversión en Oncor Holdings		9,227
Activos con impuesto sobre la renta diferido		287
Otros activos no circulantes		109
Total de activos adquiridos		9,670
<b>Pasivos asumidos:</b>		
Otros pasivos circulantes		23
Plan de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación		21
Créditos diferidos y otros		58
Total de pasivos asumidos		102
Activos netos adquiridos	\$	9,568
Precio total de compra pagado	\$	9,568

(1) En el cuarto trimestre de 2018, recibimos información adicional sobre los impuestos diferidos relacionados con la resolución de reclamaciones en el surgimiento de EFH de la quiebra a partir de la fecha de adquisición. Como resultado, registramos un ajuste para aumentar nuestra inversión en Oncor Holdings en \$64 millones de dólares, disminuir los activos por impuestos sobre la renta diferidos en \$66 millones de dólares y disminuir los créditos diferidos y otros pasivos en \$2 millones de dólares. También en el cuarto trimestre de 2018, registramos \$2 millones de dólares de precio de compra adicional pagado en relación con los costos de operaciones adicionales.

El valor razonable de la inversión bajo el método de participación en Oncor Holdings se atribuye principalmente al negocio de Oncor. Por lo tanto, consideramos los activos y pasivos subyacentes de Oncor al determinar el valor razonable de nuestra inversión bajo el método de participación. La PUCT fija y aprueba las tarifas de Oncor en su calidad de entidad normada, las cuales están diseñadas para recuperar el costo de la prestación de servicios y la oportunidad de obtener un rendimiento razonable sobre sus inversiones. Por consiguiente, Oncor aplica las directrices conforme a las disposiciones de operaciones aplicables que se rigen por U.S. GAAP.

Conforme a U.S. GAAP, la normatividad se considera una característica (restricción) de los activos y pasivos de una entidad normada, y el impacto de la normatividad se considera una aportación fundamental para medir el valor razonable de los activos y pasivos de Oncor. Según esta premisa, llegamos a la conclusión de que los valores en libros de todos los activos y pasivos recuperables mediante tarifas son representativos de sus valores razonables.



En mayo de 2014, Oncor llevó a cabo la adquisición del 100% de las acciones emitidas y en circulación de InfraREIT, y del 100% de las unidades de sociedad limitada de su subsidiaria InfraREIT Partners, LP, de conformidad con el Contrato de Fusión celebrado con InfraREIT. En virtud de dicho Contrato de Fusión celebrado con InfraREIT, Oncor pagó una contraprestación por la fusión de \$12,275 millones de dólares, o \$21 dólares por acción, más determinados costos de operación en los que incurrieron InfraREIT y sus subsidiarias y que fueron pagados por Oncor en su nombre, incluidos \$40 millones de dólares por una tarifa de terminación del contrato de gestión. En relación con el cierre e inmediatamente después de éste, Oncor también extinguió toda la deuda pendiente de InfraREIT (que ascendía a un total de \$953 millones de dólares) mediante el reembolso de una cantidad principal total de \$602 millones de dólares en nombre de las subsidiarias de InfraREIT (utilizando el producto de un préstamo a plazo y emisiones de papel comercial), y el intercambio de un importe principal total de \$351 millones de dólares por concepto de pagarés preferenciales garantizados y emitidos por las subsidiarias de InfraREIT por este tipo de pagarés preferenciales garantizados y emitidos por Oncor. Oncor recibió un total de \$1,330 millones de dólares en contribuciones de capital de Sempra Energy y de ciertos titulares indirectos de acciones de TTI, en proporción a su respectivo interés de propiedad en Oncor, para financiar el precio de compra y ciertos gastos.

Como parte de la adquisición de Oncor de la participación en InfraREIT, inmediatamente antes de cerrar el Contrato de Fusión de InfraREIT, SDTS aceptó y asumió ciertos activos y pasivos de Sharyland Utilities, LP a cambio de ciertos activos de SDTS, de conformidad con el Contrato de Intercambio de Activos. SDTS recibió bienes inmuebles y otros activos utilizados en el negocio de transmisión y distribución de electricidad en el centro, norte y oeste de Texas, así como las participaciones en GS Project Entity, LLC (una subsidiaria de propiedad absoluta de Sharyland Utilities, LP), y Sharyland Utilities, LP recibió bienes inmuebles y otros activos utilizados en el negocio de transmisión y distribución de electricidad cerca de la frontera entre Texas y México. De conformidad con el Contrato de Intercambio de Activos, inmediatamente antes de la finalización del intercambio, SDTS se convirtió en una subsidiaria indirecta de propiedad absoluta de InfraREIT Partners, LP.

#### *Sharyland Holdings*

El 16 de mayo de 2019, Sempra Energy adquirió una participación indirecta del 50% en Sharyland Holdings por \$95 millones de dólares (excluidos \$7 millones de dólares en ajustes posteriores al cierre) de conformidad con el Contrato de Compra de Valores. En relación con este Contrato de Compra de Valores y antes de su consumación, Sharyland Holdings tenía el 100% de las participaciones sociales de Sharyland Utilities, LP, y esta última se convirtió en una sociedad de responsabilidad limitada denominada Sharyland Utilities, L.L.C. Contabilizamos nuestra participación en Sharyland Holdings como una inversión bajo el método de participación.

#### *Sempra México*

##### *Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V.*

El 15 de noviembre de 2017, IEnova llevó a cabo la adquisición de activos de la participación del 50% de PEMEX en DEN, asociación en participación que tiene el 50% de participación en el oleoducto Los Ramones Norte a través de TAG JV, por un precio de compra de \$165 millones de dólares (excluyendo los \$18 millones de dólares en efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos), más el supuesto de \$96 millones de dólares de deuda a corto plazo. Esta adquisición aumentó la participación de IEnova en DEN a través de IEnova Pipelines del 50% al 100% y aumentó la participación indirecta de IEnova en TAG JV del 25% al 50%. Anteriormente, IEnova Pipelines contabilizaba su participación del 50% en DEN como una inversión bajo el método de participación. Al cierre, DEN se convirtió en una subsidiaria consolidada de propiedad absoluta de IEnova Pipelines. DEN continuará contabilizando su participación en TAG JV como una inversión bajo el método de participación. Esta adquisición también incluyó un activo intangible de \$66 millones de dólares que representa un acuerdo favorable de operación y mantenimiento con un período de amortización de 23 años.



El 18 de julio de 2017, Sempra Renewables pagó \$124 millones de dólares en efectivo por la adquisición de activos de una cartera de cuatro proyectos solares ubicados en el condado de Fresno, California, que se encontraban en construcción. Finalizadas en 2018, las instalaciones se vendieron a una subsidiaria de Con Ed en diciembre de 2018, como se explica a continuación.

#### ***Empresas de servicios públicos de Sempra en Sudamérica***

*Compañía Transmisora del Norte Grande S.A.*

El 18 de diciembre de 2018, Chilquinta Energía adquirió el 100% de la participación de Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. a través de un contrato de compraventa con AES Gener S.A. y su subsidiaria Sociedad Eléctrica Angamos S.A. La adquisición la llevamos a cabo por un precio de compra de \$226 millones de dólares, y pagamos \$208 millones de dólares (excluyendo \$18 millones de dólares en efectivo adquiridos) con el efectivo disponible en nuestro antiguo segmento de empresas de servicios públicos de Sempra en Sudamérica, que se presenta en operaciones discontinuas.

Hemos contabilizado esta combinación de negocios utilizando el método contable de adquisición. En la fecha de adquisición, asignamos los \$208 millones de dólares en efectivo pagados a los activos identificables adquiridos (\$231 millones de dólares) y a los pasivos asumidos (\$43 millones de dólares) con base en sus respectivos valores razonables, reconociendo el exceso como crédito mercantil (\$38 millones de dólares), que se incluyen a continuación en el cuadro de "Activos destinados para su venta en operaciones discontinuas". Consideramos como definitiva la asignación del precio de compra en la fecha de adquisición.

#### **DESINVERSIONES**

En junio de 2018, nuestro consejo de administración aprobó un plan para desinvertir ciertos activos de almacenamiento de gas natural no destinados a servicios públicos en el sureste de los Estados Unidos, y todos nuestros activos eólicos y solares en ese país (denominados colectivamente como los Activos). A consecuencia de eso, registramos cargos por deterioro por un total de \$1.5 mil millones de dólares (\$900 millones de dólares después de impuestos y participación no controladora [NCI]) en junio de 2018, que incluía \$1.3 mil millones de dólares (\$755 millones de dólares después de impuestos y NCI) en Sempra LNG, incluidos en pérdidas por deterioro en los Estados Consolidados de Operaciones de Sempra Energy, y \$200 millones de dólares (\$145 millones de dólares después de impuestos) en Sempra Renewables, incluidos en utilidades de capital en los Estados Consolidados de Operaciones de Sempra Energy. En diciembre de 2018, redujimos el deterioro de \$1.3 mil millones de dólares registrado en Sempra LNG en junio de 2018 en \$183 millones de dólares (\$126 millones de dólares después de impuestos y NCI) como resultado del contrato de compraventa de ciertos activos de almacenamiento que se describe a continuación, lo que dio como resultado un cargo por deterioro total de \$1,100 millones de dólares (\$629 millones de dólares después de impuestos y NCI) para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2018. Estos cargos por deterioro representaron principalmente un ajuste de los valores en libros de los activos relacionados a los valores razonables estimados, menos los costos de venta cuando corresponda, lo cual se comenta en las Notas 6 y 12.

#### ***Sempra Renewables***

El 13 de diciembre de 2018, Sempra Renewables llevó a cabo la venta de los siguientes activos a una subsidiaria de Con Ed, por una suma en efectivo de \$1.6 mil millones de dólares:

- sus activos solares en funcionamiento, incluyendo los activos que teníamos a través de asociaciones en participación o mediante acuerdos de capital pagado con bonificaciones fiscales (distintos de las participaciones que tienen los inversionistas en empresas beneficiadas con bonificaciones fiscales);
- sus proyectos de desarrollo de almacenamiento solar y de baterías, y
- su participación del 50% en la instalación de generación de viento Broken Bow 2.

En 2018, reconocimos una ganancia antes de impuestos de \$513 millones de dólares (\$367 millones de dólares después de impuestos) en ganancias por la venta de activos en el Estado Consolidado de Operaciones de Sempra Energy.

La siguiente tabla resume la desconsolidación de estas subsidiarias en 2018.



**DESCONSOLIDACIÓN DE SUBSIDIARIAS**

(En millones de dólares)

PERITO TRADUCTORA

Acuerdo  
29-01-2018

## Algunas subsidiarias de Sempra Renewables

al 31 de diciembre de 2018

Producto de las ventas, neto de los costos de operación	\$	1,585
Efectivo		(7)
Efectivo con restricciones		(7)
Otros activos circulantes		(14)
Propiedad, Planta y Equipo, neto		(1,303)
Otras inversiones		(329)
Otros activos a largo plazo		(24)
Pasivos Circulantes		8
Deuda a largo plazo		70
Obligaciones de retiro de activos		52
Otros pasivos a largo plazo		5
Participación no controladora		486
Otras utilidades integrales acumuladas		(9)
Utilidad en venta	\$	513

El 22 de abril de 2019, Sempra Renewables llevó a cabo la venta de sus activos e inversiones eólicas restantes a AEP por \$569 millones de dólares, excluyendo los costos de operación, y registró una ganancia de \$61 millones de dólares (\$45 millones de dólares después de impuestos y NCI), que se incluye en la Ganancia por Venta de Activos en los Estados Consolidados de Operaciones. Al completarse la venta, las actividades comerciales nominales restantes en Sempra Renewables se englobaron en la empresa matriz y otras, y dejó de existir el segmento de Sempra Renewables.

**Sempra LNG**

El 7 de febrero de 2019, Sempra LNG llevó a cabo la venta de sus activos de almacenamiento de gas natural no destinado a servicios públicos en el sureste de los Estados Unidos (compuesto por Mississippi Hub y Bay Gas), que clasificamos como mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2018, a una filial de ArcLight Capital Partners, y recibimos ingresos en efectivo por \$322 millones de dólares, excluyendo los costos de operación. En enero de 2019, Sempra LNG llevó a cabo la venta de otros activos no relacionados con los servicios públicos por \$5 millones de dólares.

**OPERACIONES DISCONTINUAS**

El 25 de enero de 2019, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender nuestros negocios en Sudamérica. Determinamos que estos negocios, que anteriormente constituían el segmento de Empresas de Servicios Públicos de Sudamérica de Sempra, y ciertas actividades asociadas a dichos negocios, cumplieran con los criterios para ponerlos a la venta. Estos negocios se presentan como operaciones discontinuas, ya que las ventas planificadas representan un cambio estratégico que tendrá un efecto importante en nuestras operaciones y resultados financieros. No tenemos previsto seguir participando de manera significativa en las políticas operativas o financieras de estas operaciones ni poder ejercer una influencia significativa en ellas después de su venta. En consecuencia, los resultados de las operaciones, la situación financiera y los flujos de efectivo de estas empresas se han reclasificado como operaciones discontinuas para todos los períodos presentados.

Las operaciones discontinuas que anteriormente se encontraban en el segmento de Servicios Públicos de Sudamérica de Sempra incluyen nuestra participación del 100% en Chilquinta Energía en Chile, del 83.6% en Luz del Sur en Perú y nuestra participación en dos empresas de servicios de energía: Tecnored y Tecsur, que prestan servicios de construcción e infraestructura eléctrica a Chilquinta Energía y Luz del Sur, respectivamente, así como a terceros.

El 27 de septiembre de 2019, celebramos un Contrato de Compraventa con China Yangtze Power International (Hongkong) Co., Limited para vender nuestra participación en nuestros negocios peruanos, incluyendo la correspondiente al 83.6% en Luz del Sur





y su participación indirecta en Tecsur, por un precio base de compra total de \$3.59 mil millones de dólares, sujeto a los ajustes de cierre habituales para el capital de trabajo y los cambios en la deuda neta. La venta está sujeta a varias condiciones para el cierre, incluyendo las aprobaciones de la autoridad antimonopolio peruana y la Autoridad Monetaria de las Bermudas. Esperamos que la venta se cierre en la primera mitad de 2020.

El 12 de octubre de 2019, celebramos un contrato de compraventa con State Grid International Development Limited para vender nuestras participaciones en nuestros negocios chilenos, incluyendo la del 100% en Chilquinta Energía y Tecnorced, y la del 50% en Eletrans, por un precio base de compra total de \$2.23 mil millones de dólares, sujeto a los ajustes habituales para el capital de trabajo y los cambios en la deuda neta y otros ajustes. Chilquinta Energía también acordó comprar el 50% de participación restante en Eletrans de Sociedad Austral de Electricidad S.A., en función de la venta de nuestros negocios chilenos a State Grid International Development Limited. Esta adquisición por parte de Chilquinta Energía resultaría en la adquisición del 100% de Eletrans por parte de State Grid International Development Limited, lo que no esperamos tenga un impacto económico significativo en la venta de nuestros negocios chilenos, que está sujeta a varias condiciones de cierre, incluyendo la aprobación de la autoridad antimonopolio chilena, ciertas aprobaciones reglamentarias chinas y la aprobación de la Autoridad Monetaria de las Bermudas, pero no está sujeta a que Chilquinta Energía compre el 50% de participación restante en Eletrans. Esperamos que la venta se cierre en la primera mitad de 2020.

Los resultados resumidos de las operaciones discontinuas fueron los siguientes:

#### OPERACIONES DISCONTINUAS

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ingresos	\$ 1,614	\$ 1,585	\$ 1,567
Costo de ventas	(1,012)	(1,041)	(1,060)
Gastos de operación	(159)	(206)	(202)
Intereses y otros	(11)	(6)	(2)
Ingresos antes de impuestos sobre la renta y participación en resultados	432	332	303
Gasto por impuesto sobre la renta	(72)	(145)	(338)
Participación en resultados	3	1	4
Ingresos (pérdidas) de las operaciones discontinuas, netos del impuesto sobre la renta	363	188	(31)
Utilidades atribuibles a la participación no controladora	(35)	(32)	(27)
Utilidades (pérdidas) de las operaciones discontinuas atribuibles a acciones ordinarias	\$ 328	\$ 156	\$ (58)

En el cuadro siguiente se resume el valor en libros de las principales clases de activos y pasivos conexos clasificados para la venta en operaciones discontinuas.

## ACTIVOS DESTINADOS PARA SU VENTA EN OPERACIONES DISCONTINUAS

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 74	\$ 88
Efectivo con restricciones <sup>(1)</sup>	1	-
cuentas por cobrar, netas	303	315
Adeudados de filiales no consolidadas – circulante	2	2
Inventarios	36	38
Otros activos circulantes	29	16
Activos Circulantes	\$ 445	\$ 459
Adeudados de filiales no consolidadas	\$ 54	\$ 44
Crédito mercantil y otros activos intangibles	801	819
Propiedad, Planta y Equipo, netos	2,618	2,357
Otros activos no circulantes	40	39
Activos no circulantes	\$ 3,513	\$ 3,259
Deuda a corto plazo	\$ 52	\$ 55
Cuentas por pagar	201	176
Porción vigente de la deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	85	29
Otros pasivos circulantes	106	108
Pasivos Circulantes	\$ 444	\$ 368
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	\$ 702	\$ 708
Impuestos sobre la renta diferidos	284	250
Otros pasivos no circulantes	66	55
Pasivos no circulantes	\$ 1,052	\$ 1,013

(1) Representa principalmente los fondos conforme a la legislación fiscal peruana

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, se incluyeron en otras utilidades integrales acumuladas (AOOI) \$551 millones y \$506 millones de dólares respectivamente de ajustes de conversión acumulada de moneda extranjera relacionados con nuestros negocios en Sudamérica.

### NOTA 6. INVERSIONES EN ENTIDADES NO CONSOLIDADAS

Por lo general, contabilizamos las inversiones bajo el método de participación cuando tenemos una influencia significativa en esas entidades, pero no tenemos control sobre ellas. Las utilidades y pérdidas de capital, tanto antes como después del impuesto sobre la renta, se combinan y presentan como utilidades de capital en los Estados de Operaciones Consolidados.

Nuestras inversiones bajo el método de participación incluyen diversas entidades nacionales y extranjeras. Nuestras sociedades nacionales participadas de este método suelen ser entidades utilizadas como conducto para efectos del impuesto sobre la renta y, por lo tanto, no registran tal gravamen. Este impuesto de Semptra Energy sobre las utilidades de tales sociedades participadas de este método, que no sean Oncor Holdings, como se explica a continuación, se incluye en el beneficio del impuesto sobre la renta (gasto) en el Estado de Operaciones Consolidado. Nuestras sociedades extranjeras participadas de este método son empresas cuyas operaciones generalmente se gravan en forma independiente en los países en los que operan, y reconocemos nuestra participación en dichos ingresos o pérdidas netos del impuesto sobre la renta de estas sociedades. Para obtener información sobre cómo las

utilidades y pérdidas de capital antes de impuestos sobre la renta se incluyen en los cálculos de nuestros ingresos o pérdidas antes de impuestos y la tasa efectiva del impuesto (ETR), se debe consultar la Nota 8.





En los siguientes Cuadros, proporcionamos los valores en libros de nuestras inversiones y utilidades (pérdidas) de estas

**MÉTODO DE PARTICIPACIÓN Y OTROS SALDOS DE INVERSIÓN**  
29-01/2018  
(En millones de dólares)

	Porcentaje de propiedad			
	al 31 de diciembre de		al 31 de diciembre de	
	2019	2018	2019	2018
<b>Sempra Texas Utilities:</b>				
Oncor Holdings <sup>(1)</sup>	100%	100%	\$ 11,519	\$ 9,652
<b>Sempra Texas Utilities:</b>				
Sharyland Holdings <sup>(2)</sup>	50	-	\$ 100	\$ -
<b>Sempra Mexico:</b>				
Energía Sierra Juárez <sup>(3)</sup>	50	50	39	43
IMG JV <sup>(4)</sup>	40	40	337	328
TAG JV <sup>(5)</sup>	50	50	365	376
<b>Sempra Renewables:</b>				
Auwahi Wind	-	50	-	38
Cedar Creek 2 Wind	-	50	-	69
Flat Ridge 2 Wind <sup>(6)</sup>	-	50	-	82
Fowler Ridge 2 Wind	-	50	-	45
Mehoopany Wind <sup>(7)</sup>	-	50	-	57
<b>Sempra LNG:</b>				
Cameron LNG JV <sup>(8)</sup>	50.2	50.2	1,256	1,271
Total de otras inversiones bajo el método de la participación			2,097	2,309
Other			6	11
Total de otras inversiones			\$ 2,103	\$ 2,320

- (1) El valor en libros de nuestra inversión con el método de participación es superior en \$2,868 millones de dólares y \$2,814 millones de dólares a la participación subyacente en los activos netos de la empresa en la que se ha invertido al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, debido a \$2,868 millones de dólares de fondo de comercio del método de participación y \$69 millones de dólares de diferencias básicas en la AUCI, compensados por \$114 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y \$123 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018 debido a una obligación de compartir los impuestos con TTI en virtud del acuerdo de distribución de impuestos.
- (2) El valor en libros de nuestra inversión por el método de la participación es \$42 millones de dólares mayor que la participación subyacente en los activos netos de la empresa participada debido al crédito mercantil por el método de la participación.
- (3) El valor en libros de nuestra inversión por el método de la participación es \$12 millones de dólares mayor que la participación subyacente en los activos netos de la empresa en la que se ha invertido, debido a la nueva medición de nuestra inversión retenida a su valor razonable en 2014.
- (4) El valor en libros de nuestra inversión por el método de participación es \$5 millones de dólares más alto que la participación subyacente en los activos netos de la empresa participada debido a las garantías.
- (5) El valor en libros de nuestra inversión por el método de participación es \$130 millones de dólares mayor que la participación subyacente en los activos netos de la empresa participada debido al crédito mercantil por el método de la participación.
- (6) El valor en libros de nuestra inversión por el método de participación al 31 de diciembre de 2018 era inferior en \$169 millones de dólares a la participación subyacente en los activos netos de la empresa en la que se ha invertido, debido a un deterioro distinto del temporal registrado en 2018.
- (7) El valor en libros de nuestra inversión por el método de participación al 31 de diciembre de 2018 era inferior en \$31 millones de dólares a la participación subyacente en los activos netos de la empresa en la que se ha invertido, debido a un deterioro distinto del temporal registrado en 2018.
- (8) El valor en libros de nuestra inversión conforme al método de participación es superior en \$263 millones de dólares y \$246 millones de dólares a la participación subyacente en los activos netos de la empresa participada al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, debido principalmente a las garantías, de las que hablamos a continuación, los intereses capitalizados de la inversión antes de que la empresa en participación inicie sus operaciones principales previstas en agosto de 2019 y la amortización de las comisiones de garantía y los intereses capitalizados a partir de entonces.

**GANANCIAS (PÉRDIDAS) DE INVERSIONES CONFORME AL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN**  
(En millones de dólares)





Años terminados al 31 de diciembre de

2019 2018 2017

**GANANCIAS (PÉRDIDAS) REGISTRADAS ANTES DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA <sup>(1)</sup>**

**Servicios Públicos Sempra Texas:**

Sharyland Holdings	\$ 2	\$ -	\$ -
--------------------	------	------	------

**Sempra Renewables:**

**Eólica:**

Atwahi Wind	-	3	5
Broken Bow 2 Wind	-	(2)	(2)
Cedar Creek 2 Wind	-	(1)	(2)
Flat Ridge 2 Wind <sup>(2)</sup>	(3)	(178)	(13)
Fowler Ridge 2 Wind	5	3	4
Mehoopany Wind <sup>(2)</sup>	1	(30)	(1)

**Solar:**

California solar partnership	-	8	7
Copper Mountain Solar 2	-	5	5
Copper Mountain Solar 3	-	8	8
Mesquite Solar 1	-	18	18

Otras	2	(3)	-
-------	---	-----	---

**Sempra LNG:**

Cameron LNG JV	24	-	5
----------------	----	---	---

**Empresa matriz y otras:**

Productos genéricos RBS Sempra <sup>(2)</sup>	-	(67)	-
Otros	(1)	-	-
	30	(236)	34

**GANANCIAS (PÉRDIDAS) REGISTRADAS NETAS DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA**

**Servicios Públicos Sempra Texas:**

Oncor Holdings	526	371	-
----------------	-----	-----	---

**Sempra Mexico:**

DEN	-	-	(13)
Energía Sierra Juárez	2	2	-
IMG JV	9	29	45
TAG JV	13	9	6

	550	411	38
--	-----	-----	----

<b>Total</b>	<b>\$ 580</b>	<b>\$ 175</b>	<b>\$ 72</b>
--------------	---------------	---------------	--------------

(1) Proporcionamos nuestro cálculo del ETR en la Nota 8

(2) pérdidas de la inversión en el método de participación en 2018 incluyen un cargo por deterioro no temporal, que se analiza más adelante



En la siguiente tabla que se muestra a continuación se indican las distribuciones recibidas de nuestras inversiones, por segmentos

### DISTRIBUCIONES DE LAS INVERSIONES

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre al		
	2019	2018	2017
Servicios Públicos Sempra Texas	\$ 246	\$ 149	\$ -
Sempra México	2	-	-
Sempra Renewables	1	63	65
Empresa matriz y otras	7	-	-
Total	256	212	65

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, nuestra participación en las utilidades no distribuidas de las inversiones por el método de participación fue de \$634 millones de dólares y \$332 millones de dólares, respectivamente, incluidos \$501 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 en utilidades no distribuidas de inversiones en las que tenemos más del 50% de participación



## EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS DE SEMPRA EN TEXAS

### Oncor Holdings

Por como lo comentamos en la Nota 5, el 9 de marzo de 2018 llevamos a cabo la adquisición de una participación indirecta del 100% en Oncor Holdings que, al 31 de diciembre de 2019, tenía una participación del 80.25% en Oncor. Sempra Energy no controla a Oncor Holdings ni a Oncor, y las medidas de protección, mecanismos de gobierno y compromisos vigentes limitan nuestra capacidad de dirigir la gestión, políticas y operaciones de Oncor Holdings y Oncor, incluyendo el despliegue o la enajenación de sus activos, declaraciones de dividendos, planeación estratégica y otras cuestiones y acciones empresariales importantes. También tenemos una representación limitada en los consejos de administración de Oncor Holdings y Oncor. Dado que no tenemos la facultad de dirigir las actividades significativas de Oncor Holdings y Oncor, contabilizamos nuestra participación del 100% en Oncor Holdings como una inversión bajo el método de participación.

Oncor es una sociedad nacional para efectos del impuesto sobre la renta federal de los Estados Unidos, y no está incluida en la declaración consolidada del impuesto sobre la renta de Sempra Energy. En cambio, sólo las utilidades de capital antes de impuestos de nuestra inversión en Oncor Holdings (una entidad no considerada para efectos tributarios) se incluyen en nuestra declaración consolidada del impuesto sobre la renta. Un contrato de reparto tributario con TTI, Oncor Holdings y Oncor ofrece sustancialmente el cálculo de una obligación de impuesto sobre la renta como si Oncor Holdings y Oncor fueran gravadas como sociedades, y requiere pagos de impuestos determinados sobre esa base. Si bien las sociedades no están sujetas a impuestos sobre la renta, en consideración a que el contrato de reparto tributario y Oncor están sujetos a las disposiciones de U.S. GAAP a cargo de las operaciones aplicables que se rigen por tasas, Oncor reconoce las cantidades determinadas conforme a los procesos de fijación de tasas reglamentarias basadas en los costos (incluyendo en esos costos los impuestos sobre la renta), como si estuviera gravada como una sociedad anónima. En consecuencia, dado que Oncor Holdings consolida a Oncor, reconocemos las utilidades de capital de nuestra inversión en Oncor Holdings, excluyendo su impuesto sobre la renta registrado.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de la información del estado de resultados y el balance general de Oncor Holdings.

### INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA - ONCOR HOLDINGS

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de 2019		09 de marzo – al 31 de diciembre de 2018	
Ingresos de operaciones	\$	4,347	\$	3,347
Gastos de operación		(3,135)		(2,434)
Ingresos de operaciones		1,212		913
Gastos por intereses		(375)		(285)
Gasto por impuesto sobre la renta		(131)		(119)
Ingresos netos		643		455
Participación no controladora de TTI		(129)		(94)
Utilidades atribuibles a Sempra Energy		514		360
al 31 de diciembre de				
		2019		2018
Activos Circulantes	\$	913	\$	772
Activos no circulantes		26,012		21,980
Pasivos Circulantes		1,626		2,217
Pasivos no circulantes		14,125		11,756
Participación no controladora de TTI		2,473		1,951



En 2019, contribuimos con \$1,587 millones de dólares en efectivo a Oncor, incluyendo \$1,067 millones de dólares para financiar la adquisición de participación de Oncor en InfraREIT en mayo de 2019, y ciertos gastos relacionados con la adquisición. En 2018, aportamos \$230 millones de dólares en efectivo a Oncor, de conformidad con los términos del Contrato de Fusión, lo que le permitió a Oncor lograr la estructura de capital requerida calculada para fines reglamentarios. En 2019 y 2018, Oncor Holdings distribuyó a Sempra Energy \$246 millones y \$149 millones de dólares respectivamente en dividendos, y \$10 millones y \$18 millones de dólares respectivamente en pagos de reparto tributario.

### ***Sharyland Holdings***

Tal como lo comentamos en la Nota 5, el 16 de mayo de 2019 adquirimos una participación indirecta del 50% en Sharyland Holdings, que tiene una participación del 100% en Sharyland Utilities, por \$95 millones de dólares, excluyendo \$7 millones de dólares en ajustes posteriores al cierre, que contabilizamos como una inversión bajo el método de participación. En 2019, invertimos \$3 millones de dólares en efectivo en Sharyland Holdings.

## **SEMPRA MEXICO**

### ***IMG JV***

IEnova tiene una participación del 40% en IMG JV, asociación de participación con una subsidiaria de TC Energy, y la contabiliza como una inversión bajo el método de participación. IMG JV es dueña y opera el gasoducto marino de gas natural Sur de Texas-Tuxpan, que está totalmente comprometido mediante contrato de servicio de transporte de gas natural de 35 años con la CFE, y que comenzó su operación comercial en septiembre de 2019. En 2018 y 2017, Sempra Mexico invirtió \$80 millones y \$12 millones de dólares en efectivo en IMG JV, respectivamente.

### ***DEN y TAG JV***

El 15 de noviembre de 2017, IEnova adquirió el 50% restante de la participación en DEN, y esta última se convirtió en una subsidiaria consolidada. Desde la fecha de adquisición, IEnova contabiliza la participación del 50% de DEN en TAG JV como una inversión bajo el método de participación. Comentamos esta adquisición en la Nota 5.

## **SEMPRA RENEWABLES**

Como resultado del plan de venta, Sempra Renewables registró un deterioro distinto al temporal en algunas de nuestras inversiones bajo el método de participación en energía eólica por un total de \$200 millones de dólares en 2018, que se incluye en las utilidades de capital en el Estado de Operaciones Consolidado de Sempra Energy. Sempra Renewables llevó a cabo la venta de todos sus activos solares operativos, incluyendo las inversiones bajo el método de participación en energía solar y una inversión en energía eólica en diciembre de 2018, y sus activos e inversiones eólicas restantes en abril de 2019. En la Nota 5 se comentan más detalladamente estas desinversiones.

En 2018, Sempra Renewables invirtió \$5 millones de dólares en efectivo en sus asociaciones en participación no consolidadas.

## **SEMPRA LNG**

### ***Cameron LNG JV***

Cameron LNG JV se constituyó en octubre de 2014 entre Sempra Energy y tres socios del proyecto: TOTAL S.A., Mitsui & Co., Ltd., y Japan LNG Investment, LLC, empresa de propiedad conjunta de Mitsubishi Corporation y Nippon Yusen Kabushiki Kaisha. Contabilizamos nuestra inversión del 50.2% en Cameron LNG JV bajo el método de participación.

Cameron LNG JV está construyendo una instalación de exportación de licuefacción de gas natural de tres trenes con una capacidad nominal de 13.9 Mtpa (millones de toneladas por año) de LNG (gas natural licuado), con una capacidad de exportación prevista de 12 Mtpa de LNG, o aproximadamente 1.7 Bcf (abreviatura en inglés de mil millones pies cúbicos) por día. En agosto de 2019, el primero de los tres trenes comenzó a funcionar comercialmente en virtud de los acuerdos de peaje de la asociación en participación. Antes de comenzar la operación comercial, Sempra LNG capitalizó intereses de \$33 millones de dólares en 2019 y de \$47 millones de dólares en cada uno de los años de 2018 y 2017 relacionados con esta inversión, bajo el método de participación. En 2019, 2018





y 2017, Sempra LNG invirtió \$77 millones de dólares, \$228 millones de dólares y \$1 millón de dólares en efectivo, respectivamente, en Cameron LNG JV.

**Financiación de Cameron LNG JV**

**General.** En agosto de 2014, Cameron LNG JV suscribió documentos financieros (denominados colectivamente como Contratos de Préstamo) para la financiación preferencial garantizada por un monto inicial de capital total de hasta \$7.4 mil millones de dólares, de conformidad con tres servicios de deuda proporcionados por el JBIC (Japan Bank for International Cooperation) y 29 bancos comerciales internacionales, algunos de los cuales se beneficiarán de la cobertura de seguro proporcionada por NEXI (Nippon Export and Investment Insurance).

Los Contratos de Préstamo y los documentos financieros conexos ofrecen préstamos a plazo preferencial garantizado con fecha de vencimiento del 15 de julio de 2030. Las ganancias de los préstamos se están utilizando para financiar el costo del desarrollo y la construcción del proyecto de LNG de tres trenes de Cameron. Los Contratos de Préstamo y los documentos financieros conexos contienen las declaraciones habituales y los pactos afirmativos y negativos para los servicios de financiación de proyectos de este tipo con los prestamistas, del tipo que participan en la financiación de Cameron LNG JV.

En diciembre de 2019, Cameron LNG JV refinanció \$3.0 mil millones de dólares de la parte de los Contratos de Préstamo no cubierta por el banco en una oferta de bonos de colocación privada. Los pagarés preferenciales garantizados recientemente emitidos devengan intereses a una tasa media ponderada fija del 3.39%, y tienen un plazo medio ponderado de 15.4 años al 31 de diciembre de 2019.

**Intereses.** El promedio ponderado del costo total de los préstamos que siguen pendientes en virtud de los Contratos de Préstamo originales (y sobre la base de ciertas hipótesis en cuanto al calendario de utilización) es del 0.98% anual sobre la tasa LIBOR antes de terminar la parte financiera del proyecto, y del 1.22% anual sobre la tasa LIBOR después de terminar la parte financiera del proyecto. Los Contratos de Préstamo originales requerían que Cameron LNG JV cubriera el 50% de los préstamos pendientes para fijar la tasa de interés, a partir de 2016.



Las coberturas deberán mantenerse hasta que el capital de la deuda se haya amortizado en un 50%. En noviembre de 2014, Cameron LNG JV suscribió intercambios de tasas de interés flotantes a fijas por un monto notional de aproximadamente \$3.7 mil millones de dólares, lo que dio lugar a una tasa fija efectiva del 3.19% para el componente LIBOR de la tasa de interés de los préstamos. En junio de 2015, Cameron LNG JV suscribió intercambios adicionales de tasas de interés flotantes a fijas con efecto a partir de 2020, por un monto notional de aproximadamente \$1.5 mil millones de dólares, lo que dio lugar a una tasa fija efectiva del 3.32% para el componente LIBOR de la tasa de interés para los préstamos. En diciembre de 2019, aproximadamente \$790 millones de dólares del monto notional de \$1.5 mil millones de dólares se dieron por terminados como resultado de la refinanciación, lo que dio lugar a una tasa fija efectiva de 3.26% para el componente LIBOR de la tasa de interés de los préstamos restantes pendientes. El costo total del promedio ponderado de los préstamos pendientes en virtud de los Contratos de Préstamo originales y los pagarés preferenciales garantizados recientemente emitidos es del 3.72%.

**Garantías.** En agosto de 2014 y diciembre de 2019, Sempra Energy celebró contratos en beneficio de todos los acreedores de Cameron LNG JV, de conformidad con los Contratos de Préstamo originales y los pagarés preferenciales garantizados recientemente emitidos, respectivamente. En relación con estos contratos, Sempra Energy ha garantizado solidariamente el 50.2% de las obligaciones de Cameron LNG JV, en virtud de los Contratos de Préstamo originales y los pagarés preferenciales garantizados recientemente emitidos, o un monto máximo de \$4.0 mil millones de dólares. Las garantías para el 49.8% restante de la financiación preferencial garantizada de Cameron LNG JV han sido proporcionadas por los otros propietarios del proyecto. Los contratos y garantías de Sempra Energy terminarán cuando se complete la financiación del proyecto de tres trenes de Cameron LNG, que está sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, incluyendo que los tres trenes logren operaciones comerciales y cumplan con ciertas pruebas de rendimiento operativo. Esperamos que el proyecto complete la financiación y que las garantías terminen aproximadamente nueve meses después de que los tres trenes logren la operación comercial. Sempra Energy registró un pasivo de \$82 millones de dólares en octubre de 2014 por el valor razonable de sus obligaciones asociadas con los Contratos de Préstamo originales, que constituyen garantías. Este pasivo se amortizó en su totalidad al 31 de diciembre de 2019. Sempra Energy registró un pasivo de \$3 millones de dólares en diciembre de 2019 por el valor razonable de sus obligaciones asociadas con los pagarés preferenciales garantizados recientemente emitidos de Cameron LNG JV, que también constituyen garantías. Esta responsabilidad se reducirá en línea recta a lo largo de la duración de las garantías mediante el aumento de nuestra inversión en Cameron LNG JV.

En agosto de 2014, Sempra Energy y los demás propietarios del proyecto celebraron un contrato de restricción de transferencia con Société Générale, en calidad de agente inter acreedor de los prestamistas, de conformidad con los Contratos de Préstamo. Con relación al contrato de restricción de transferencia, Sempra Energy aceptó ciertas restricciones a su capacidad de disponer de las participaciones indirectas económicas totalmente diluidas y de titularidad efectiva de Sempra Energy en Cameron LNG JV. Estas restricciones varían con el tiempo. Antes de que se complete la financiación del proyecto de tres trenes de Cameron LNG, Sempra Energy debe retener el 37.65% de dicha participación en Cameron LNG JV. A partir de seis meses después de que se complete la financiación del proyecto de tres trenes de LNG de Cameron, Sempra Energy debe retener al menos el 10% de la participación indirecta económica totalmente diluida y de titularidad efectiva en Cameron LNG JV. Además, en todo momento una subsidiaria controlada por Sempra Energy (pero no necesariamente de propiedad total) debe tener directamente el 50.2% de la participación de los socios de Cameron LNG JV.

**Causas de incumplimiento.** Los Contratos de Préstamo de Cameron LNG JV y los documentos financieros conexos contienen los supuestos de incumplimiento habituales en ese tipo de financiación, incluyendo los casos de incumplimiento por falta de pago del capital y los intereses en la fecha de vencimiento, insolvencia de Cameron LNG JV, abandono del proyecto, expropiación, falta de exigibilidad o rescisión de los documentos financieros, y no haber completado la financiación del proyecto antes de la fecha límite del 30 de septiembre de 2021 (con una prórroga adicional de 365 días más allá de esa fecha permitida en casos de fuerza mayor). Por lo tanto, un retraso en la construcción que tenga como resultado que no se complete la financiación del proyecto para esta fecha límite resultaría en una causa de incumplimiento de conformidad con tal financiación de Cameron LNG JV, y una posible demanda de las garantías de Sempra Energy.

**Seguridad.** Para apoyar las obligaciones de Cameron LNG JV de conformidad con los contratos de deuda, Cameron LNG JV ha ofrecido seguridad de todos sus activos, con sujeción a las excepciones habituales, y todas las participaciones sociales en Cameron LNG JV se han dado en garantía a HSBC Bank USA, National Association, como fideicomisario de valores, en beneficio de todos los acreedores de Cameron LNG JV. Como resultado, una acción de exigibilidad por parte de los prestamistas tomada de acuerdo con los documentos financieros podría resultar en el ejercicio de tales intereses de garantía real por parte de los prestamistas, y la pérdida de los intereses de propiedad en Cameron LNG JV por parte de Sempra Energy y los otros socios del proyecto.

El fideicomisario de valores en virtud de la financiación de Cameron LNG JV puede exigir que Sempra Energy efectúe un pago de conformidad con sus garantías de participación del 50.2% de las obligaciones de deuda preferencial exigibles y pagaderas, ya sea



en la fecha en que dichas cantidades fueron exigibles de Cameron LNG JV (considerando los períodos de subsanación), en caso de que Cameron LNG JV no pague dichas obligaciones de deuda preferencial cuando venzan, o en el plazo de 10 días hábiles, en caso de incumplimiento de las obligaciones de deuda preferencial, de conformidad con los términos de los documentos financieros. Si se presenta un caso de incumplimiento de conformidad con el contrato de finalización de Sempra Energy, el fideicomisario de valores puede exigir que Sempra Energy compre su participación del 50.2% de todas las obligaciones de deuda preferencial pendientes en ese momento, en un plazo de cinco días hábiles (distinto al caso de incumplimiento por quiebra, que es automático)

### **RBS SEMpra COMMODITIES**

RBS Sempra Commodities es una sociedad de responsabilidad limitada del Reino Unido, conformada por Sempra Energy y RBS en 2008, para tener y operar los negocios de comercialización de bienes genéricos que anteriormente se operaban a través de subsidiarias de propiedad absoluta de Sempra Energy. RBS y nosotros vendimos sustancialmente todos los negocios y activos de la sociedad en cuatro operaciones separadas, finalizadas en 2010 y 2011. Desde 2011, el saldo de nuestras inversiones ha reflejado nuestra participación de los activos restantes de la sociedad, incluyendo los montos retenidos por la sociedad para ayudar a compensar los costos generales y administrativos futuros no anticipados necesarios para llevar a cabo la disolución de la sociedad y la distribución de los activos restantes de la misma, en caso de haberlos. Contabilizamos nuestra inversión en RBS Sempra Commodities según el método de participación.

En septiembre de 2018, deterioramos por completo nuestra inversión restante bajo el método de participación en RBS Sempra Commodities, al registrar un cargo de \$65 millones de dólares en utilidades de capital en el Estado Consolidado de Operaciones de Sempra Energy. Comentamos los asuntos relacionados con RBS Sempra Commodities más adelante, en la sección de "Otros Litigios" de la Nota 16.



Carolina Yépez

**INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA**

En continuación, presentamos información financiera resumida, totalizada para todas las demás inversiones bajo el método de participación (excluyendo a Oncor Holdings), para los períodos en que se invirtió en las entidades. Los siguientes montos representan los resultados de las operaciones y la posición financiera total del 100% de cada una de las otras inversiones, bajo el método de participación de Sempra Energy.

**INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA – OTRAS INVERSIONES POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN***(En millones de dólares)*

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2017 <sup>(3)</sup>
Ingresos brutos	\$ 798	\$ 706	\$ 833
Gastos de operación	(372)	(609)	(585)
Ingresos de operaciones	426	97	248
Gastos por intereses	(401)	(322)	(219)
Ingresos (pérdidas) netos / Ganancias (pérdidas) <sup>(4)</sup>	85	(36)	108

	al 31 de diciembre de	
	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>
Activos Circulantes	\$ 1,124	\$ 564
Activos no circulantes	15,039	14,558
Pasivos Circulantes	1,232	801
Pasivos no circulantes	11,438	9,966

(1) El 22 de abril de 2019, Sempra Renewables vendió el resto de sus activos e inversiones eólicas a AEP. A partir del 22 de abril de 2019, estos activos e inversiones eólicas ya no son inversiones con método de participación.

(2) El 13 de diciembre de 2018, Sempra Renewables vendió todos sus activos solares en funcionamiento, incluidas sus inversiones en el método de participación solar y su participación del 50% en la planta de generación de energía eólica Broken Bow 2 a una subsidiaria de Con.Ed. A partir del 13 de diciembre de 2018, las inversiones en el método de participación solar y Broken Bow 2 ya no son inversiones en el método de participación.

(3) El 15 de noviembre de 2017, IEnova completó la adquisición del 50% de la participación de PEMEX en DEN, aumentando su porcentaje de propiedad al 100%. A partir del 15 de noviembre de 2017, DEN ya no es una inversión por el método de participación.

(4) A excepción de nuestras inversiones en México, no se registró el impuesto sobre la renta de las entidades, ya que se trata principalmente de sociedades nacionales.





## NOTA Y DEUDA Y LÍNEAS DE CRÉDITO

Roldán  
PERITO TRADUCTORA  
Acuerdo  
LÍNEAS DE CRÉDITO

### Principales líneas de crédito comprometidas de los Estados Unidos

Al 31 de diciembre de 2019, Sempra Energy Consolidado tenía un total de \$6.7 mil millones de dólares en cuatro principales líneas de crédito comprometidas de los Estados Unidos, que proporcionan liquidez y respaldan el papel comercial.

### PRINCIPALES LÍNEAS DE CRÉDITO COMPROMETIDAS DE ESTADOS UNIDOS

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de 2019		
	Préstamo total	Panel comercial en circulación <sup>(1)</sup>	Crédito disponible no utilizado
Sempra Energy <sup>(2)</sup>	\$ 1,250	\$ -	1,250
Sempra Global <sup>(3)</sup>	3,185	(1,624)	1,561
SDG&E <sup>(3)(4)</sup>	1,500	(80)	1,420
SoCalGas <sup>(3)(4)</sup>	750	(630)	120
Total	\$ 6,685	\$ (2,334)	\$ 4,351

(1) Debido a que los programas de papel comercial están respaldados por estas líneas, reflejamos la cantidad de papel comercial en circulación como una reducción al crédito disponible no utilizado.

(2) El préstamo también prevé la emisión de \$200 millones de dólares de cartas de crédito en nombre de Sempra Energy, reduciéndose el monto de los préstamos disponibles en virtud del préstamo en la cantidad que se establece en las cartas de crédito pendientes. Con sujeción a la obtención de compromisos de los prestamistas existentes o nuevos y al cumplimiento de otras condiciones especificadas, Sempra Energy tiene derecho a aumentar el compromiso de las cartas de crédito hasta \$500 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2019 no había cartas de crédito pendientes.

(3) El papel comercial pendiente es antes de las reducciones del descuento no amortizado de \$3 millones de dólares en Sempra Global y cantidades insignificantes en SDG&E y SoCalGas.

(4) El préstamo también prevé la emisión de cartas de crédito por valor de \$100 millones de dólares en nombre de la empresa prestataria, reduciéndose el monto de los préstamos disponibles en virtud del préstamo que se establece en las cartas de crédito pendientes. Con sujeción a la obtención de compromisos de los prestamistas existentes o nuevos y al cumplimiento de otras condiciones especificadas, la empresa de servicios públicos prestataria tiene derecho a aumentar el compromiso de la carta de crédito hasta \$250 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2019 no había cartas de crédito pendientes.

Las condiciones más sobresalientes de las principales líneas de crédito comprometidas de los Estados Unidos de la tabla anterior incluyen lo siguiente:

- Cada una es un contrato de crédito revolvente sindicado de 5 años, que expira en mayo de 2024.
- Citibank N.A. funge como agente administrativo para las instalaciones de Sempra Energy y Sempra Global, mientras que JPMorgan Chase Bank, N.A. funge como agente administrativo para las instalaciones de SDG&E y SoCalGas.
- Cada instalación tiene un grupo de 23 prestamistas. Ningún prestamista tiene más de un 6% de participación en ninguna instalación.
- Los préstamos devengan intereses a tasas de referencia, más un margen que varía con las calificaciones crediticias de Sempra Energy en el caso de las líneas de crédito de Sempra Energy y Sempra Global, y con la calificación crediticia de la empresa de servicios públicos prestataria en el caso de las líneas de crédito de SDG&E y SoCalGas.
- Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas deben mantener individualmente una relación de endeudamiento con respecto a la capitalización total (según se define en cada una de las líneas de crédito aplicables) de no más del 65% al final de cada trimestre. Al 31 de diciembre de 2019, cada entidad cumplía con esta relación y con todos los demás pactos financieros, de conformidad con su respectiva línea de crédito.
- Sempra Energy garantiza las obligaciones de Sempra Global, en relación con su línea de crédito.

**Líneas de crédito comprometidas en el extranjero**

Nuestras operaciones extranjeras en México cuentan con líneas de crédito adicionales de uso general, que suman \$1,9 mil millones de dólares al 31 de diciembre de 2019. Los principales términos de estas líneas de crédito se describen a continuación.

**LÍNEAS DE CRÉDITO COMPROMETIDAS EN EL EXTRANJERO**

(En millones de dólares)

Fecha de vencimiento del préstamo	Total del préstamo	al 31 de diciembre de 2019	
		Monto en circulación	Crédito disponible no utilizado
Febrero de 2024 <sup>(1)</sup>	\$ 1,500	\$ (894)	\$ 606
Abril de 2022 <sup>(2)</sup>	100	-	100
Septiembre de 2021 <sup>(3)</sup>	280	(280)	-
Total	\$ 1,880	\$ (1,174)	\$ 706

(1) Préstamo revolving a cinco años con un sindicato de 10 prestamistas

(2) Préstamo revolving a tres años con Scotiabank Inverlat, S.A. Los retiros pueden hacerse hasta por un año a partir del 11 de abril de 2019, ya sea en dólares estadounidenses o en pesos mexicanos

(3) Préstamo revolving de dos años con The Bank of Nova Scotia. Los retiros pueden hacerse hasta dos años a partir del 23 de septiembre de 2019 en dólares estadounidenses

**Cartas de crédito**

Además de nuestras líneas de crédito comprometidas nacionales y extranjeras, contamos con una carta de crédito inmediatamente aprovechable quirografaria con prestamistas selectos que no se comprometen y se apoyan en acuerdos de reembolso. Al 31 de diciembre de 2019, teníamos aproximadamente \$647 millones de dólares en cartas de crédito inmediatamente aprovechable pendiente en virtud de estos acuerdos

**PROMEDIO PONDERADO DE TASA DE INTERÉS**

El promedio ponderado de tasa de interés del total de la deuda a corto plazo al 31 de diciembre de 2019 y 2018 eran los siguientes

**PROMEDIO PONDERADO DE TASA DE INTERÉS**

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Sempra Energy Consolidado	2.31%	2.99%
SDG&E	1.97	2.97
SoCalGas	1.86	2.58

**DEUDA A LARGO PLAZO**

Los siguientes cuadros muestran el detalle y los vencimientos de la deuda pendiente a largo plazo:



# DEUDA A LARGO PLAZO Y ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS

(En millones de dólares)

al 31 de diciembre de

2019 2018

Bonos de hipoteca en primer lugar (garantizado como activos de planta)

3% 15 de agosto de 2021	\$ 350	\$ 350
1.914% pagadero de 2015 a febrero de 2022	89	125
3.6% 1 de septiembre de 2023	450	450
2.5% 15 de mayo de 2026	500	500
6% 1 de junio de 2026	250	250
5.875% enero y febrero de 2034 <sup>(1)</sup>	176	176
5.35% 15 de mayo de 2035	250	250
6.125% 15 de septiembre de 2037	250	250
4% 1 de mayo de 2039 <sup>(1)</sup>	75	75
6% 1 de junio de 2039	300	300
5.35% 15 de mayo de 2040	250	250
4.5% 15 de agosto de 2040	500	500
3.95% 15 de noviembre de 2041	250	250
4.3% 1 de abril de 2042	250	250
3.75% 1 de junio de 2047	400	400
4.15% 15 de mayo de 2048	400	400
4.1% 15 de junio de 2049	400	-
	5,140	4,776

Otra deuda a largo plazo

Préstamo de tasa variable de OMEC LLC (4.7896% al 31 de diciembre de 2018, excepto por los 142 dólares al 5.2925% después de los intercambios de tasas flotantes a fijas hasta el 1 de abril de 2019), pagaderos de 2019 a 2024 (garantizados por los activos de la planta de la OMEC)

- 220

Obligaciones de arrendamiento financiero:

Contrato de compraventa de energía	1,255	1,270
Otros	15	2
	1,270	1,492
	6,410	6,268

Porción vigente de la deuda a largo plazo

(56 ) (81)

Descuento no amortizado de la deuda a largo plazo

(12 ) (12)

Costos de emisión de deuda no amortizados

(36 ) (37)

Total SDG&E 6,306 6,138

## SoCalGas:

Bonos de hipoteca en primer lugar garantizado como activos de planta:

3.15% 15 de septiembre de 2024	500	500
3.2% 15 de junio de 2025	350	350
2.6% 15 de junio de 2026	500	500
5.75% 15 de noviembre de 2035	250	250
5.125% 15 de noviembre de 2040	300	300
3.75% 15 de septiembre de 2042	350	350
4.45% 15 de marzo de 2044	250	250
4.125% 1 de junio de 2048	400	400
4.3% 15 de enero de 2049	550	550
3.95% 15 de febrero de 2050	350	-
	3,800	3,450

Otra deuda a largo plazo (sin garantía):

1.875% Pagarés 14 de mayo de 2026 <sup>(1)</sup>	4	4
5.67% Pagarés 18 de enero de 2028	5	5
Obligaciones de arrendamiento financiero	19	3
	28	12
	3,828	3,462

Porción vigente de la deuda a largo plazo

(6 ) (3)



Descuento no amortizado de la deuda a largo plazo	(7 )	(6)
Costos de emisión de deuda no amortizados	(27 )	(26)
Total SoCalGas	3,788	3,427




**Deuda a LARGO PLAZO Y ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS (CONTINUACION)**

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
<b>Sempra Energy:</b>		
Otra deuda a largo plazo (sin garantía):		
9.8% Pagarés 15 de febrero de 2019	-	500
Pagarés a tasa variable (2.69% al 31 de diciembre de 2018) 15 de julio de 2019	-	500
1.625% Pagarés 7 de octubre de 2019	-	500
2.4% Pagarés 1 de febrero de 2020	500	500
2.4% Pagarés 15 de marzo de 2020	500	500
2.85% Pagarés 15 de noviembre de 2020	400	400
Pagarés a tasas variables (2.50% al 31 de diciembre de 2019) 15 de enero de 2021 <sup>(1)</sup>	700	700
Pagarés a tasas variables (3.069% después de los intercambios de tasas flotantes a fijas vigentes en 2019) 15 de marzo de 2021	850	850
2.875% Pagarés 1 de octubre de 2022	500	500
2.9% Pagarés 1 de febrero de 2023	500	500
4.05% Pagarés 1 de diciembre de 2023	500	500
3.55% Pagarés 15 de junio de 2024	500	500
3.75% Pagarés 15 de noviembre de 2025	350	350
3.25% Pagarés 15 de junio de 2027	750	750
3.4% Pagarés 1 de febrero de 2028	1,000	1,000
3.8% Pagarés 1 de febrero de 2038	1,000	1,000
6% Pagarés 15 de octubre de 2039	750	750
4% Pagarés 1 de febrero de 2048	800	800
5.75% Pagarés subordinados en segundo grado 1 de julio de 2079 <sup>(1)</sup>	758	-
Acuerdo de construcción a medida <sup>(2)</sup>	-	138
<b>Sempra Mexico</b>		
Otra deuda a largo plazo (sin garantía, salvo que se indique lo contrario)		
6.3% Pagarés 2 de febrero de 2023 (4.124% después de las operaciones de swaps con moneda cruzada con efectos a 2013)	207	198
Pagarés a tasas variables (4.88% después de los swaps de tasas flotantes a fijas con efecto en 2014), pagaderos de 2016 a diciembre de 2026, garantizado por activos de planta	237	275
3.75% Pagarés 14 de enero de 2028	300	300
Préstamos bancarios incluyen 241 dólares a un promedio ponderado de tasa fija del 6.87%, 147 dólares a tasas variables (tasa media ponderada del 6.54% después de los intercambios de tipos flotantes a fijos con efecto a partir de 2014) y 35 dólares a tipos variables (5.12% al 31 de diciembre de 2019), pagaderos de 2016 a marzo de 2032, garantizado por activos de planta garantizados por activos de la planta	423	447
4.875% Pagarés 14 de enero de 2048	540	540
Préstamo a tasas variables (5.75% al 31 de diciembre de 2019) 31 de julio de 2028 <sup>(1)</sup>	11	4
Préstamo a tasas variables (4.0275% después del intercambio de tipos flotantes por fijos con efecto en 2019) pagaderos desde 2022 hasta noviembre de 2034 <sup>(1)</sup>	200	-
<b>Sempra LNG</b>		
Otra deuda a largo plazo (sin garantía):		
Pagarés del 2.87% al 3.51% 1 de octubre de 2026 <sup>(1)</sup>	22	21
	12,298	13,023
Porción vigente de la deuda a largo plazo	(1,464)	(1,560)
Descuento no amortizado de la deuda a largo plazo	(35)	(38)
Costos de emisión de deuda no amortizados	(108)	(87)
Otros total Sempra Energy	10,691	11,338
<b>Total Sempra Energy Consolidado</b>	<b>\$20,785</b>	<b>\$20,903</b>

(1) Deuda exigible a largo plazo no está sujeta a disposiciones de carácter general

(2) Este acuerdo se contabiliza ahora como un pasivo de arrendamiento operativo una vez que se aplicó la norma de arrendamiento el 1 de enero de 2019. Véase la nota 2.

**VENCIMIENTO DE DEUDA A LARGO PLAZO<sup>(1)</sup>**

(En millones de dólares)



Traducción del inglés al español

	SDG&E	SoCalGas	Otra Semptra Energy	Total Semptra Energy Consolidado
2018	36	\$ -	\$ 1,465	\$ 1,501
2021	386	-	1,619	2,005
2022	18	-	576	594
2023	450	-	1,285	1,735
2024	-	500	545	1,045
A partir de	4,250	3,309	6,808	14,367
Total	\$ 5,140	\$ 3,809	\$12,298	\$ 21,247

*(1) Excluye las obligaciones de amandamiento financiero, los descuentos y los costos de emisión de deuda*



Varias obligaciones a largo plazo por un total de \$11.6 mil millones de dólares en Sempra Energy Consolidado al 31 de diciembre de 2019, no se encuentran garantizadas. Esto incluye obligaciones a largo plazo no garantizadas por un total de \$9 millones de dólares en SoCalGas. No hubo ninguna obligación no garantizada en SDG&E.

#### ***Deuda amortizable a largo plazo***

A opción de Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas, cierta deuda al 31 de diciembre de 2019 es amortizable sujeta a primas:

#### **DEUDA EXIGIBLE A LARGO PLAZO**

*(En millones de dólares)*

	SDG&E	SoCalGas	Otra Sempra Energy	Total Sempra Energy Consolidado
No sujeto a disposiciones generales	\$ 251	\$ 4	\$ 1,691	\$ 1,946
Sujeto a disposiciones generales	4,889	3,800	9,097	17,786

#### ***Bonos hipotecarios en primer lugar***

Los Servicios Públicos de California emiten bonos hipotecarios en primer lugar garantizados por un gravamen sobre los activos de las plantas de servicios públicos. Los Servicios Públicos de California podrán emitir bonos hipotecarios en primer lugar adicionales, si esto cumple con las disposiciones de sus actas de emisión de bonos u obligaciones. Estas actas de emisión de bonos requieren, entre otras cosas, el pago de pruebas de cobertura de ingresos proforma sobre los intereses de los bonos hipotecarios en primer lugar y la disponibilidad de suficientes bienes hipotecados para respaldar los bonos adicionales, después de dar cumplimiento a la recompra de bonos previos. La más restringida de estas pruebas (la prueba de bienes) permitiría la emisión, sujeta a la autorización de la Comisión de Servicios Públicos de California o CPUC, de bonos hipotecarios de primera hipoteca adicionales por \$6.4 mil millones de dólares en SDG&E y \$1.3 mil millones de dólares en SoCalGas al 31 de diciembre de 2019.

#### ***SDG&E***

En mayo de 2019, SDG&E emitió \$400 millones de dólares de bonos hipotecarios de primera hipoteca de un 4.1% con vencimiento en el 2049. Recibimos \$396 millones de dólares en ganancias (netas de porcentaje de descuento de deuda, descuentos de suscripción y costos de emisión de deuda de \$4 millones de dólares). SDG&E utilizó las ganancias de la oferta para pagar instrumentos negociables o papel comercial pendiente y para otros objetos sociales generales.

Como comentamos en la Nota 1 de "Entidades de Interés Variable", el 23 de agosto de 2019, SDG&E desconsolidó VIE Otay Mesa. Antes de la desconsolidación, el 14 de agosto de 2019, OMEC LLC pagó en su totalidad el saldo pendiente de \$211 millones de dólares de su préstamo de tasa variable cuyo vencimiento estaba programado para agosto de 2024.

#### ***SoCalGas***

En junio de 2019, SoCalGas emitió \$350 millones de dólares de bonos hipotecarios de primera hipoteca de un 3.95% con vencimiento en el 2050. Recibimos \$345 millones de dólares en ganancias (netas de porcentaje de descuento de deuda, descuentos de suscripción y costos de emisión de deuda de \$5 millones de dólares). SoCalGas utilizó las ganancias de la oferta para pagar instrumentos negociables o papel comercial pendiente y para otros objetos sociales.

En enero de 2020, SoCalGas emitió \$650 millones de dólares de bonos hipotecarios de primera hipoteca de un 2.55% con vencimiento en el 2030. Recibimos \$643 millones de dólares en ganancias (netas de porcentaje de descuento de deuda, descuentos de suscripción y costos de emisión de deuda de \$7 millones de dólares). SoCalGas utilizó las ganancias de la oferta para pagar instrumentos negociables o papel comercial pendiente y para otros objetos sociales.



### ***Otra deuda a largo plazo***

***Sempra Energy***

En junio de 2019, emitimos \$758 millones de dólares de pagarés junior subordinados de un 5.75%, con vencimiento en el 2079, con un valor nominal de \$25 por pagaré. Recibimos \$733 millones de dólares en ganancias (netas de porcentajes de descuentos de suscripción y costos de emisión de deuda de \$25 millones de dólares). Utilizamos las ganancias de la oferta para pagar instrumentos negociables o papel comercial pendiente y para otros objetos sociales, corporativos. Podremos recomprar algunos o todos los pagarés antes de su vencimiento, de la siguiente manera:

- El 1 de octubre del 2024 o después de esta fecha, a un precio de recompra equivalente al 100% del monto principal, más los intereses acumulados y no pagados;
- antes del 1 de octubre del 2024, si la ley de impuestos federales de los Estados Unidos, o su reglamento son reformados o si ocurren otros eventos de tal forma que exista más que un riesgo insustancial que los intereses pagaderos en los pagarés ya no fuesen deducibles para efectos de impuestos sobre la renta federales, a un precio de recompra equivalente al 100% del monto principal, más los intereses acumulados y no pagados, o
- antes del 1 de octubre de 2024, si una agencia de calificación crediticia cambia cierta metodología de crédito sobre capital de manera pública para valores tales como estos pagarés que resulte en un acortamiento del tiempo para el crédito sobre capital inicialmente asignado o reduzca el crédito sobre capital inicialmente asignado, a un precio de recompra equivalente al 102% del monto principal, más intereses acumulados y no pagados.

Los pagarés son obligaciones no garantizadas y se clasifican en junior y subordinados en derecho de pago respecto a nuestra deuda sénior existente y futura. Los pagarés serán clasificados de la misma manera en derecho de pago con cualquier deuda no garantizada futura en la que podamos incurrir si las condiciones de dicha deuda disponen que se clasifique de la misma manera que los pagarés en derecho de pago. Los pagarés se encuentran efectivamente subordinados en derecho de pago para cualquier deuda garantizada que tenemos o en la que incurramos y para todas las deudas y otros pasivos de nuestras subsidiarias.

### ***Sempra Mexico***

En noviembre del 2019, IEnova celebró un contrato de préstamo con la Corporación Financiera Internacional y el Banco de Desarrollo de América del Norte y, en diciembre del 2019, recibió \$190 millones de dólares en ganancias (netas de costos de emisión de deuda de \$10 millones de dólares) para financiar la construcción de ciertos proyectos de energía solar en México. El préstamo a 15 años devengará intereses basados en una tasa LIBOR de 6 meses, más un 2.25% y vence en el 2034. En noviembre del 2019, IEnova suscribió un swap de tasa de interés variable a fija para cubrir los pagos de intereses sobre el préstamo de \$200 millones de dólares a tasa variable, resultando en una tasa fija de un 4.03%.



**NOTA 8 IMPUESTOS SOBRE LA RENTA**

Proporcionamos nuestros cálculos de las tasas efectivas de impuestos en la siguiente tabla.

**GASTOS (INGRESOS) POR IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y TASA EFECTIVA DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA**

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Gasto por impuesto sobre la renta de operaciones continuas	\$ 315	\$ (49)	\$ 938
Ingresos de las operaciones continuas antes de los impuestos sobre la renta y participación en resultados	\$ 1,734	\$ 714	\$ 1,248
Participación en resultados (pérdidas), antes de impuesto sobre la renta <sup>(1)</sup>	30	(236)	34
Impuesto sobre la renta antes de impuesto	\$ 1,764	\$ 478	\$ 1,282
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	18 %	(10)%	73%
<b>SDG&amp;E:</b>			
Gasto por impuesto sobre la renta	\$ 171	\$ 173	\$ 155
Ingresos antes de impuestos sobre la renta	\$ 945	\$ 849	\$ 576
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	18 %	20 %	27%
<b>SoCalGas:</b>			
Gasto por impuesto sobre la renta	\$ 120	\$ 92	\$ 160
Ingresos antes de impuestos sobre la renta	\$ 762	\$ 493	\$ 557
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	16 %	19 %	29%

(1) En la Nota 6 se examina la forma en que se reconocen la participación en resultados

Para SDG&E y SoCalGas, la CPUC requiere un tratamiento de flujo continuo a través de tasa para el beneficio fiscal actual o el gasto derivado de ciertas diferencias relacionadas con los bienes y otras temporales entre el tratamiento para la presentación de informes financieros e impuesto sobre la renta, que se revertirán con el tiempo. Bajo el tratamiento contable reglamentario requerido para estas diferencias temporales a través de flujo, los activos por impuestos sobre la renta diferidos y los pasivos no son registrados como gasto por impuesto sobre la renta diferido, sino más bien como un activo o pasivo reglamentario, que impacta la tasa efectiva del impuesto. Como resultado, los cambios en el tamaño relativo de estas partidas comparados con los ingresos antes de impuestos, de un período a otro, pueden ocasionar variaciones en la tasa efectiva del impuesto. Las siguientes partidas están sujetas a un tratamiento de flujo continuo:

- gastos por reparaciones relacionadas con una cierta parte de los activos fijos de una planta de servicio público
- la parte no gravable del capital de provisión de fondos usados durante la construcción
- una parte del costo de remoción de los activos de una planta de servicio público
- gastos de software desarrollado por el servicio público
- depreciación de una cierta parte de los activos de una planta de servicio público
- impuestos estatales sobre la renta

La provisión de fondos usados durante la construcción relacionada con el capital registrado para proyectos de construcción reglamentados en Sempra México tiene un tratamiento de flujo continuo similar.

Registramos el beneficio del impuesto sobre la renta (gasto) de los efectos transaccionales de divisas extranjeras e inflación. Tales efectos son parcialmente mitigados por ganancias netas (pérdidas) de derivados en moneda extranjera que están cubriendo la exposición de la empresa matriz de Sempra México a fluctuaciones en el peso mexicano de su participación mayoritaria en IEnova.



En la siguiente continuación presentamos conciliaciones de tasas legales de impuestos sobre la renta federales netas de los Estados Unidos para nuestras tasas efectivas de impuestos.

**CONCILIACIÓN DE TASAS FEDERALES DEL IMPUESTO A TASA EFECTIVA DEL IMPUESTO**

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Tasa por ley federal del impuesto sobre la renta de los Estados Unidos	21 %	21 %	35%
Efectos de las divisas y la inflación <sup>(1)</sup>	4	6	4
Ingresos fuera de los Estados Unidos gravados con tasas diferentes a la tasa legal de impuestos sobre la renta de los Estados Unidos <sup>(2)</sup>	3	10	(2)
Depreciación de los Servicios Públicos	3	12	7
Impuestos estatales sobre la renta, netos de Gastos por impuesto sobre la renta federal	2	(8)	1
Efectos de la TCJA	-	9	48
Partidas relacionadas con la compensación	-	3	-
Gastos por impuesto sobre la renta no reconocidos	-	4	-
Participación no controladora en acuerdos con capital pagado con bonificaciones fiscales	-	3	1
Resolución de las partidas del impuesto sobre la renta de años anteriores	-	(1)	(3)
Pérdida por deterioro en Sempra LNG	-	(32)	-
Previsión de fondos usados durante la construcción	(1)	(4)	(4)
Amortización del exceso de impuestos sobre la renta diferidos	(1)	(4)	-
Crédito fiscal	(2)	(10)	(4)
Gastos en programas informáticos de desarrollo propio de la empresa de servicios públicos	(2)	(7)	(5)
Gastos de reparación de servicios públicos	(3)	(13)	(7)
Exceso de impuestos sobre la renta diferidos al margen de la fijación de tasas	(4)	-	-
Otros netos	(2)	1	2
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	18 %	(10)%	73%
<b>SDG&amp;E:</b>			
Tasa por ley federal del impuesto sobre la renta de los Estados Unidos	21 %	21 %	35%
Impuestos estatales sobre la renta, netos de Gastos por impuesto sobre la renta federal	6	5	3
Depreciación	3	3	7
Efectos de la TCJA	-	-	5
Resolución de las partidas del impuesto sobre la renta de años anteriores	-	-	(4)
Previsión de fondos usados durante la construcción	(1)	(2)	(4)
Amortización del exceso de impuestos sobre la renta diferidos	(1)	(1)	-
Gastos por reparación	(3)	(3)	(8)
Gastos en programas informáticos desarrollados	(3)	(2)	(6)
Exceso de impuestos sobre la renta diferidos al margen de la fijación de tasas	(3)	-	-
Otros netos	(1)	(1)	(1)
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	18 %	20 %	27%
<b>SoCalGas:</b>			
Tasa por ley federal del impuesto sobre la renta de los Estados Unidos	21 %	21 %	35%
Depreciación	4	7	9
Impuestos estatales sobre la renta, netos de Gastos por impuesto sobre la renta federal	4	2	3
Gastos por impuesto sobre la renta no reconocidos	-	4	-
Partidas relacionadas con la compensación	-	1	-
Resolución de las partidas del impuesto sobre la renta de años anteriores	-	(1)	(2)
Previsión de fondos usados durante la construcción	(1)	(2)	(3)
Amortización del exceso de impuestos sobre la renta diferidos	(1)	(2)	-
Gastos en programas informáticos desarrollados	(2)	(3)	(5)
Gastos por reparación	(4)	(7)	(8)
Exceso de impuestos sobre la renta diferidos al margen de la fijación de tasas	(5)	-	-
Otros netos	-	(1)	-
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta	16 %	19 %	29%

(1)Debido a la fluctuación del peso mexicano frente al dólar estadounidense. Registramos el gasto (beneficio) del impuesto sobre la renta por los efectos transaccionales de la moneda extranjera y la inflación debido a la apreciación (depreciación) del peso mexicano. También reconocemos ganancias (pérdidas) en Otros ingresos, netos, en los Estados Consolidados de resultados de los derivados de moneda extranjera que están cubriendo parcialmente la exposición de la matriz de Sempra México a los movimientos del peso mexicano de su participación mayoritaria en IEnova.

(2)Relacionado con las operaciones en México.



En diciembre del 2017, la Ley de Empleos y Reducción de Impuestos fue promulgada como ley. Esta ley cambió el Código Federal Tributario o IRC de manera significativa. La Ley de Empleos y Reducción de Impuestos redujo la tasa legal de impuesto sobre la renta de las sociedades de los Estados Unidos, de un 35% a un 21%, en vigor el 1° de enero del 2018. Los activos y pasivos de impuesto sobre la renta diferidos, incluyendo *NOL*, fueron medidos nuevamente a la tasa de impuesto sobre la renta esperada que se espera aplicar cuando se reviertan esas diferencias temporales. Los efectos del cambio de la tasa de impuesto sobre la renta fueron reconocidos en el periodo cuando el cambio fue aprobado. Esta remediación resultó en reducciones significativas en saldos de impuestos sobre la renta diferidos en Semptra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas en el 2017.

La remediación o recálculo de los saldos de impuestos sobre la renta diferidos en SDG&E y SoCalGas resultaron en impuestos sobre la renta diferidos en exceso que han sido cobrados previamente de contribuyentes a una tasa más alta. Como comentamos en la Nota 4, estos impuestos sobre la renta diferidos en exceso han sido registrados como pasivos reglamentarios y generalmente serán devueltos a los contribuyentes de conformidad con las disposiciones de normalización del Código Federal Tributario o IRC y según lo determinado por la CPUC y la Comisión Federal Reguladora de Energía. En una decisión en enero del 2019, la CPUC dirigió ciertos saldos de impuestos sobre la renta diferidos en exceso generados por actividades fuera de un proceso de tasación para ser asignados a los accionistas en lugar de los contribuyentes. Como resultado SDG&E y SoCalGas registraron beneficios de impuestos sobre la renta registrados de \$31 millones de dólares y \$38 millones de dólares, respectivamente del finiquito de una parte del pasivo normativo establecido en relación con la reforma fiscal del 2017 para saldos de impuesto sobre la renta diferidos en exceso.

La Ley de Empleos y Reducción de Impuestos impuso un impuesto único para la repatriación estimada de ingresos no distribuidos acumulados de subsidiarias fuera de los Estados Unidos. Además del impuesto de repatriación estimado, acumulamos un impuesto de retención estatal de los Estados Unidos, y fuera de los Estados Unidos, en nuestra repatriación esperada futura de ingresos extranjeros no distribuidos.

En el 2018, ajustamos nuestras estimaciones provisionales y completamos nuestra contabilidad para los efectos del impuesto sobre la renta de la Ley de Empleos y Reducción de Impuestos.

La tabla a continuación resume los efectos de la Ley de Empleos y Reducción de Impuestos en el 2018 y 2017:



## EFFECTOS DE LA LEY DE EMPLEOS Y REDUCCIÓN DE IMPUESTOS DE 2017

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado	SDG&E	SoCalGas
<b>2018:</b>			
Balance General Consolidado:			
Aumento (disminución) del pasivo neto por concepto de impuesto sobre la renta diferido debido a una nueva medición	\$ 16	\$ (38)	\$ 5
Aumento (disminución) de los pasivos reglamentarios de medición de los activos y pasivos por concepto de impuestos sobre la renta diferidos	\$ 33	\$ 38	\$ (5)
Estados Consolidados de Resultados			
Gastos de impuesto sobre la renta relacionados con la nueva medición de los impuestos diferidos impuesto sobre la renta activo y pasivo	\$ 49	\$ -	\$ -
Gastos por impuesto sobre la renta relacionado con la repatriación prevista	(8)	-	-
Aumento total de los gastos del impuesto sobre la renta	\$ 41	\$ -	\$ -
<b>2017:</b>			
Balance General Consolidado			
Disminución del pasivo neto por impuestos diferidos debido a una nueva medición	\$ (2,220)	\$ (1,400)	\$ (972)
Aumento de los pasivos reglamentarios netos derivadas de una nueva medición de activos y pasivos de impuestos sobre la renta diferidos	\$ 2,402	\$ 1,428	\$ 974
Estados Consolidados de Resultados			
Gastos de impuesto sobre la renta relacionados con la nueva medición de activos y pasivos de impuestos sobre la renta diferidos	\$ 182	\$ 28	\$ 2
Gastos por impuesto sobre la renta relacionado con la repatriación prevista	328	-	-
Gastos de retención de impuestos estatales y no estatales de los Estados Unidos relacionados con la futura repatriación prevista de los ingresos procedentes del extranjero	109	-	-
Total de los gastos del impuesto sobre la renta	\$ 619	\$ 28	\$ 2

En enero del 2019, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender nuestras empresas sudamericanas, como lo comentamos en la Nota 5. Antes de esta decisión, nuestra estimación de repatriación excluyó ingresos posteriores al 2017 y otras diferencias de base relacionadas con nuestras empresas sudamericanas. Debido a nuestra decisión de vender nuestras empresas sudamericanas, ya no efectuamos la reinversión indefinida de estas diferencias de base y hemos registrado lo siguiente en operaciones descontinuadas en el ejercicio concluido el 31 de diciembre de 2019:





La pérdida de \$89 millones de dólares de impuestos sobre la renta principalmente relacionado con diferencias de base externas existentes el 25 de enero del 2019 cuando aprobamos nuestro plan de vender nuestras empresas sudamericanas; y un gasto de impuesto sobre la renta de \$51 millones de dólares relacionado con el aumento en las diferencias de base externas de los ingresos en el 2019 desde el 25 de enero de 2019.

Esperamos repatriar aproximadamente \$4 mil millones de dólares de ingresos extranjeros no distribuidos en un futuro inmediato, y hemos acumulado \$157 millones de dólares de pasivo de impuesto sobre la renta diferido estatal de los Estados Unidos, para repatriaciones que esperamos que comiencen en el 2020 conforme se genere efectivo. En el 2019 y 2018 repatriamos aproximadamente \$254 millones y \$338 millones de dólares, respectivamente, a los Estados Unidos.

No hemos registrado impuestos sobre la renta diferidos respecto a las diferencias de base restantes por aproximadamente \$600 millones de dólares entre los montos de los estados financieros y de inversión de impuestos sobre la renta en nuestras subsidiarias fuera de los Estados Unidos, porque las consideramos para ser reinvertidas de manera indefinida a partir del 31 de diciembre de 2019. Las diferencias de base restantes son calculadas conforme a lo previsto por la Ley Fiscal Federal de los Estados Unidos, que puede diferir de la ley fiscal en California y jurisdicciones extranjeras. Actualmente, no es factible determinar el monto hipotético de impuestos que pudiesen ser pagaderos si fuesen liquidadas las diferencias de base subyacentes.

La tabla a continuación presenta los componentes geográficos de ingresos antes de impuestos.

#### IMPUESTO SOBRE LA RENTA ANTES DE IMPUESTO - SEMPRA ENERGY CONSOLIDADO

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Por componentes geográficos:			
U.S.	\$ 1,191	\$ (102 )	\$ 878
No - U.S.	573	580	404
Total <sup>(1)</sup>	\$ 1,764	\$ 478	\$ 1,282

(1) Véase la tabla "Gasto por impuesto sobre la renta y Tasa efectiva del impuesto sobre la renta" anterior para el cálculo de los impuestos antes de impuestos.

Los ingresos antes de impuestos en los Estados Unidos, fueron menores en el 2018 comparados con el 2019 y el 2017 debido al dano de ciertos activos en Sempra LNG y Sempra Renewables (comentados en las Notas 5 y 12), compensados por la ganancia del 2018 derivada de la venta de activos en Sempra Renewables (comentada en la Nota 5) y la dada de baja en el 2017 del activo reglamentario de incendios forestales de SDG&E (discutido en la Nota 16).



Los componentes del gasto de impuesto sobre la renta son los siguientes.

## GASTOS POR IMPUESTO SOBRE LA RENTA

(en millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Circulante:			
Federal de Estados Unidos	\$ -	\$ (1)	\$ 4
Estado de Estados Unidos	(14)	67	-
No - U.S.	140	127	45
Total	126	193	49
Diferido:			
Federal de Estados Unidos	87	(121)	566
Estado de Estados Unidos	21	(183)	154
No - U.S.	84	66	169
Total	192	(238)	889
Créditos fiscales diferidos a la inversión	(3)	(4)	-
Total gastos por impuesto sobre la renta	\$ 315	\$ (49)	\$ 938
<b>SDG&amp;E:</b>			
Circulante:			
Federal de Estados Unidos	\$ 35	\$ 104	\$ 100
Estado de Estados Unidos	31	30	65
Total	66	134	165
Diferido:			
Federal de Estados Unidos	75	17	29
Estado de Estados Unidos	32	24	(41)
Total	107	41	(12)
Créditos fiscales diferidos a la inversión	(2)	(2)	2
Total gasto por impuesto sobre la renta	\$ 171	\$ 173	\$ 155
<b>SoCalGas:</b>			
Circulante:			
Federal de Estados Unidos	\$ 8	\$ 4	\$ -
Estado de Estados Unidos	24	10	23
Total	32	14	23
Diferido:			
Federal de Estados Unidos	79	78	144
Estado de Estados Unidos	10	2	(5)
Total	89	80	139
Créditos fiscales diferidos a la inversión	(1)	(2)	(2)
Total gasto por impuesto sobre la renta	\$ 120	\$ 92	\$ 160



según el detalle que se muestra a continuación se presentan los componentes de los impuestos sobre la renta diferidos

# IMPUESTOS SOBRE LA RENTA DIFERIDOS - SEMPRA ENERGY CONSOLIDADO

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
<b>Pasivo por impuestos sobre la renta diferidos</b>		
Diferencias en las bases financieras y fiscales de los activos fijos, las inversiones y otros activos <sup>(1)</sup>	\$ 4,052	\$ 3,517
Retención de impuestos estatales y no estatales de Estados Unidos, sobre la repatriación de ganancias extranjeras	153	382
Cuentas de saldo reglamentarias	468	359
Activos con Derecho de Uso - Arrendamientos por operaciones	131	-
Impuesto predial	44	41
Otros pasivos por impuestos sobre la renta diferidos	93	133
<b>Total del pasivo por impuestos sobre la renta diferidos</b>	<b>4,941</b>	<b>4,432</b>
<b>Impuestos sobre la renta diferidos</b>		
Crédito fiscal	1,136	1,114
Pérdidas operativas netas	911	723
Prestaciones posteriores a la jubilación	200	261
Partidas relacionadas con la compensación	161	170
Pasivos de arrendamiento operativo	131	-
Otros activos del impuesto sobre la renta diferido	72	82
Gastos acumulados aún no deducibles	52	66
<b>Activos del impuesto sobre la renta diferido antes de las provisiones de valuación</b>	<b>2,663</b>	<b>2,416</b>
Menos: provisiones por valoración	144	164
<b>Total activos con impuesto sobre la renta diferido</b>	<b>2,519</b>	<b>2,252</b>
<b>Pasivo neto del impuesto sobre la renta diferido <sup>(2)</sup></b>	<b>\$ 2,422</b>	<b>\$ 2,180</b>

(1) Además de las diferencias entre las bases financieras y fiscales de los activos fijos, el monto también incluye las diferencias entre las bases financieras y fiscales de varias participaciones en sociedades y ciertas subsidiarias.

(2) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, incluye \$155 millones de dólares y \$141 millones de dólares, respectivamente, registrados como un activo no circulante y \$2,577 millones de dólares y \$2,321 millones de dólares, respectivamente, registrados como un pasivo no circulante en los Balances Generales Consolidados



# IMPUESTOS SOBRE LA RENTA DIFERIDOS - SDG&E AND SOCALGAS

(En millones de dólares)

	SDG&E		SoCalGas	
	al 31 de diciembre de		al 31 de diciembre de	
	2019	2018	2019	2018
Pasivo por impuestos sobre la renta diferidos				
Diferencias en las bases financieras y fiscales de planta de servicios públicos y otros activos	\$ 1,735	\$ 1,578	\$ 1,246	\$ 1,077
Cuentas de saldo reglamentarias	141	84	327	283
Activos con Derecho de Uso - Arrendamientos por operaciones	32	-	22	-
Impuesto predial	30	29	14	13
Otros	14	10	1	2
Total activos con impuesto sobre la renta diferido	1,952	1,701	1,610	1,375
Activos con impuesto sobre la renta diferido				
Crédito fiscal	6	6	3	3
Prestaciones posteriores a la jubilación	37	58	120	140
Partidas relacionadas con la compensación	6	5	25	25
Pasivos de arrendamiento operativo	32	-	22	-
Impuestos estatales sobre la renta	7	6	8	3
Gastos acumulados aún no deducibles	9	4	15	13
Otros	7	6	14	14
Total activos con impuesto sobre la renta diferido	104	85	207	198
Pasivo neto del impuesto sobre la renta diferido	\$ 1,848	\$ 1,616	\$ 1,403	\$ 1,177





La siguiente tabla resume nuestros NOL no utilizados y el impuesto acreditable por aplicar

### PERDIDAS OPERATIVAS NETAS Y IMPUESTO ACREDITABLE POR APLICAR

(En millones de dólares)

	Cantidad no usada al 31 de diciembre de 2019	Año en que comienza el vencimiento
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
U.S. federal:		
NOLs <sup>(1)</sup>	\$ 3,475	2031
Créditos fiscales generales para empresas <sup>(1)</sup>	433	2032
Impuesto acreditable pagado en el extranjero <sup>(2)</sup>	624	2024
U.S. estatal <sup>(2)</sup> :		
NOLs	3,025	2020
Créditos fiscales generales para empresas	90	2020
Fuera de U.S. <sup>(2)</sup> - NOLs	115	2020

(1) Hemos registrado gastos por impuesto sobre la renta diferidos en estos NOLs y créditos fiscales, en total, porque actualmente creemos que es más probable que se realicen

(2) No hemos registrado los gastos por impuesto sobre la renta diferidos en una parte de estos NOL y de los créditos fiscales porque actualmente creemos que no es probable que se realicen como se explica a continuación

Una valuación de reservas es registrada cuando, con base en criterios más que probables que no probables, las pruebas negativas superan las pruebas positivas respecto a nuestra capacidad para liquidar un activo de impuesto sobre la renta diferido en el futuro. De las valuaciones de reservas registradas a la fecha, las pruebas negativas superan las pruebas positivas, principalmente debido a pérdidas acumuladas antes de impuestos en varias jurisdicciones en los Estados Unidos y fuera de los Estados Unidos, resultando en activos de impuesto sobre la renta diferidos que no creemos actualmente que sean liquidados sobre una base más que probable que no probable. La siguiente tabla proporciona las reservas de valuación que registramos contra una parte de nuestros activos de impuestos sobre la renta diferidos totales antes mostrados en la tabla de "Impuestos sobre la Renta Diferidos – Sempra Energy Consolidado".

### RESERVA POR VALUACIÓN

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
U.S. federal	\$ 90	\$ 109
U.S. estatal	33	35
Fuera de U.S.	21	20
	\$ 144	\$ 164

A continuación, se encuentra una conciliación de los cambios en beneficios de impuesto sobre la renta no reconocidos y el efecto de las variaciones en nuestra tasa efectiva del impuesto para los años concluidos el 31 de diciembre:

Roldán

### CONCILIACIÓN DE GASTOS POR IMPUESTO SOBRE LA RENTA NO RECONOCIDO

(En millones de dólares)

	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Saldo al 1 de enero	\$ 119	\$ 89	\$ 90
Incremento en posiciones tributarias anteriores	5	7	22
Disminución en posiciones tributarias anteriores	-	(1)	(15)
Incremento en posiciones tributarias circulantes	2	24	4
Negociaciones con autoridades fiscales	(32)	-	(12)
Vencimiento del periodo de prescripción	(1)	-	-
Saldo al 31 de diciembre	\$ 93	\$ 119	\$ 89
Con respecto al saldo del 31 de diciembre, cantidades relacionadas con las posiciones tributarias que si se reconocieran en los años sucesivos			
Disminuiría la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	\$ (81)	\$ (107)	\$ (77)
Incrementaría la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	27	24	20
<b>SDG&amp;E:</b>			
Saldo al 1 de enero	\$ 11	\$ 10	\$ 22
Incremento en posiciones tributarias anteriores	1	1	9
Disminución en posiciones tributarias anteriores	-	-	(11)
Negociaciones con autoridades fiscales	-	-	(10)
Saldo al al 31 de diciembre	\$ 12	\$ 11	\$ 10
Con respecto al saldo del 31 de diciembre, cantidades relacionadas con las posiciones tributarias que si se reconocieran en los años sucesivos			
Disminuiría la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	\$ (9)	\$ (9)	\$ (7)
Incrementaría la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	1	1	1
<b>SoCalGas:</b>			
Saldo al 1 de enero	\$ 61	\$ 35	\$ 29
Incremento en posiciones tributarias anteriores	1	2	3
Incremento en posiciones tributarias circulantes	2	24	4
Negociaciones con autoridades fiscales	-	-	(1)
Saldo al al 31 de diciembre	\$ 64	\$ 61	\$ 35
Con respecto al saldo del 31 de diciembre, cantidades relacionadas con las posiciones tributarias que si se reconocieran en los años sucesivos			
Disminuiría la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	\$ (55)	\$ (51)	\$ (26)
Incrementaría la tasa efectiva del impuesto <sup>(1)</sup>	26	23	20

(1) Incluye las diferencias temporales de libros y de impuestos que se tratan como un flujo para fines de fijación de tasas, como se ha mencionado anteriormente

Es razonablemente posible que, dentro de los siguientes 12 meses, los beneficios del impuesto sobre la renta no reconocidos pudieran disminuir debido a los siguiente:

**POSIBLES DISMINUCIONES EN GASTOS POR IMPUESTO SOBRE LA RENTA NO RECONOCIDOS EN UN PERIODO DE 12 MESES**

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Vencimiento del periodo de prescripción en la determinación del impuesto	\$ -	\$ (1)	\$ -
Possible resolución de asuntos relacionados con auditoría con varios organismos federales, estatales y locales de los Estados Unidos y las autoridades fiscales no estadounidenses	(8)	(40)	(8)
	\$ (8)	\$ (41)	\$ (8)
<b>SDG&amp;E:</b>			
Possible resolución de asuntos relacionados con auditoría con varias autoridades fiscales federales, estatales y locales de los EE. UU.	\$ (6)	\$ (6)	\$ (6)
<b>SoCalGas:</b>			
Possible resolución de asuntos relacionados con auditoría con varias autoridades fiscales federales, estatales y locales de los EE. UU.	\$ (2)	\$ (2)	\$ (2)



Los montos acumulados por intereses y sanciones asociados con beneficios de impuesto sobre la renta no reconocidos se encuentran incluidos en el Gasto de Impuesto sobre la Renta en los Estados Consolidados de Operaciones. Sempra Energy Consolidado acumuló \$1 millón de dólares de gasto por intereses y sanciones al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, en los balances consolidados y registró \$1 millón de dólares de gasto por intereses y sanciones en el 2018 y montos insignificantes en cada uno de los estados de resultados consolidados del 2019 y 2017. SDG&E y SoCalGas cada una acumularon montos insignificantes por gasto por intereses y sanciones al 31 de diciembre de 2019 y 2018 en los balances consolidados y registraron montos insignificantes por gasto de intereses y sanciones en cada uno de los estados de resultados consolidados del 2019, 2018 y 2017.

## AUDITORÍAS DE IMPUESTOS SOBRE LA RENTA

Sempra Energy se encuentra sujeta al impuesto sobre la renta federal de los Estados Unidos, así como el impuesto sobre la renta de múltiples estados y jurisdicciones fuera de los Estados Unidos. Permanecemos sujetos a auditorías de ejercicios fiscales federales de los Estados Unidos, después del 2010. Estamos sujetos a auditorías por las jurisdicciones fiscales estatales principales para ejercicios fiscales después del 2010. Ciertas declaraciones de impuesto sobre la renta principales fuera de los Estados Unidos, para los ejercicios fiscales 2012 a la fecha se encuentran disponibles para su revisión. Asimismo, estamos abiertos a una auditoría de declaraciones de impuesto sobre la renta fuera de los Estados Unidos, relacionadas con nuestra participación previa en nuestra empresa de bienes genéricos, que desinvertimos en el 2010, para los ejercicios 1999 hasta el 2010.

SDG&E y SoCalGas se encuentran sujetas al impuesto sobre la renta federal de los Estados Unidos, y al impuesto sobre la renta estatal. Permanecen sujetas a una auditoría de los ejercicios fiscales federales de los Estados Unidos, después del 2015 y los ejercicios de impuestos estatales después del 2010.

Además, Sempra Energy ha interpuesto una queja para impugnar los ajustes de auditorías estatales de los ejercicios fiscales 2009 y 2010. Los ejercicios fiscales previos al 2011 para nuestras principales jurisdicciones fiscales estatales se encuentran cerradas a nuevos asuntos; por lo tanto, ningún impuesto adicional podrá ser declarado por las autoridades hacendarias para estos ejercicios fiscales.

## NOTA 9. PLANES DE BENEFICIOS PARA EMPLEADOS

Para nuestros planes de beneficios para los empleados, nosotros:

- reconocemos un activo para el estado sobre-financiado de un plan o un pasivo para el estado sub-financiado de un plan en el balance general;
- medir los activos de un plan, así como sus obligaciones que determinen su estado de financiamiento al final del ejercicio fiscal; y
- Reconocer los cambios en el estado de financiamiento de planes de pensiones y planes posteriores a la jubilación o retiro o PBOP en el año en que ocurren los cambios. Generalmente, esos cambios son reportados en otras utilidades integrales como un componente del capital de los accionistas por separado.

La información detallada presentada a continuación cubre los planes de beneficios para empleados principalmente de Sempra Energy y de sus subsidiarias consolidadas.

Sempra Energy ha financiado y desfinanciado planes de beneficios no contributivos tradicionales definidos y de saldo de efectivo, incluyendo planes por separado para SDG&E y SoCalGas, los cuales cubren a todos los empleados elegibles de manera colectiva, incluyendo a miembros del consejo de administración de Sempra Energy que hayan sido participantes en un plan anterior en o antes del 1º de junio de 1998. Los beneficios de pensiones bajo los planes de beneficios definidos tradicionales se encuentran basados en el servicio e ingresos promedio finales, mientras que los planes de saldo de efectivo proporcionan beneficios utilizando una metodología de ingresos promedio de carrera.

Enova tiene un plan de beneficios no financiado, no contributivo definido que cubre a todos los empleados que proporciona beneficios definidos a los jubilados con base en su fecha de contratación, años de servicio e ingresos promedio finales.

Asimismo, Sempra Energy tiene planes posteriores a la jubilación o retiro o PBOP, incluyendo planes por separado para SDG&E y SoCalGas, que de manera colectiva cubren a todos los empleados nacionales y a ciertos empleados extranjeros. Los planes de seguro de vida son tanto contributivos como no contributivos, y los planes de seguros médicos son contributivos. Las aportaciones de los participantes son ajustadas de forma anual. Otros beneficios posteriores a la jubilación incluyen beneficios médicos para los cónyuges de los jubilados.





Los costos y obligaciones de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación dependen de los supuestos utilizados en el cálculo de dichos montos. Revisamos estos supuestos anualmente y los actualizamos según corresponda. Tomamos en cuenta las condiciones actuales del mercado, incluyendo tasas de interés para hacer efectuar estos supuestos o cálculos. Utilizamos una fecha de medición de 31 de diciembre para todos nuestros planes.

### **FIDEICOMISO DE RABINO**

En apoyo de sus planes de Retiro Ejecutivo Complementario, Restauración de Saldo de Caja y de Compensación Diferida, Sempra Energy mantiene activos reservados, incluyendo un Fideicomiso de Rabino e inversiones en contratos de seguros de vida, por un total de \$488 millones de dólares y \$416 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

## **PENSIONES Y OTROS PLANES DE BENEFICIOS POSTERIORES A LA JUBILACIÓN**

### ***Modificaciones al plan de beneficios que afectan el 2019 y 2018***

En las 2019 y 2018 ciertos participantes ejecutivos en un plan de pensión no calificado de la compañía se convirtieron en elegibles en este mismo plan para beneficios del Plan de Jubilación Complementario. Esto fue tratado como una modificación al plan y aumentó el pasivo por pensiones registrado de \$5 millones de dólares y \$12 millones de dólares en Sempra Energy y de \$3 millones de dólares y \$8 millones de dólares en SDG&E en el 2019 y 2018, respectivamente, y de \$2 millones de dólares en SoCalGas en 2019.

### ***Liquidación de pagos de sumas globales o alzadas***

En su caso, registramos cargos por liquidación de pagos de sumas globales o alzadas de nuestros planes de pensiones no calificados que se encuentren por encima del costo de servicio del plan respectivo más el costo de intereses. Sempra Energy Consolidado registró cargos por liquidación de \$24 millones de dólares en el 2019, Sempra Energy Consolidado y SDG&E registraron cargos por liquidación de \$12 millones de dólares y \$4 millones de dólares, respectivamente, en el 2018, y Sempra Energy Consolidado registró cargos por liquidación de \$8 millones de dólares en el 2017.

### ***Venta de contratos de anualidades de planes de pensiones calificados***

En marzo del 2018, una compañía de seguros adquirió anualidades para ciertos pensionados actuales en los planes de pensiones calificados de SDG&E y SoCalGas y asumió la obligación de pago de estas anualidades. En SDG&E en el primer trimestre del 2018 y en SoCalGas en el segundo trimestre del 2018, el pasivo transferido para esas anualidades, más los pagos de sumas globales o alzadas totales del año a la fecha, excedieron el límite de liquidación, lo cual provocó una liquidación contable. Esto resultó en una reducción del pasivo de pensiones registrado y los activos de los planes de pensiones de \$363 millones de dólares en Sempra Energy Consolidado, incluyendo \$132 millones de dólares en SDG&E y \$231 millones de dólares en SoCalGas. Esto también resultó en cargos por liquidación en el costo de beneficio periódico neto de \$54 millones de dólares en Sempra Energy Consolidado, incluyendo \$22 millones de dólares en SDG&E y \$32 millones de dólares en SoCalGas. Los cargos por liquidación fueron registrados como activos reglamentarios en los balances consolidados.

### ***Adquisición***

En marzo del 2018, Sempra Energy concluyó la fusión, como lo discutimos en la Nota 5, y asumió obligaciones no financiadas por beneficios para empleados posteriores a su jubilación para beneficios de seguros médico y de vida, resultando en un aumento de \$21 millones de dólares en el otro pasivo del plan de beneficios posteriores a la jubilación en Sempra Energy Consolidado.

Tanto en el 2019 y el 2018, tenemos \$27 millones de dólares en otras utilidades integrales acumuladas o AOCI representando una pérdida actuarial relacionada con el plan de pensiones de Oncor.

### ***Beneficios especiales de terminación que afectan al 2018 y 2017***

En el 2018, ciertos empleados no representados, y en el 2017, ciertos empleados representados de 62 años de edad o mayores con 5 años de servicio o de 55 a 61 años de edad con 10 años de servicio que se jubilaron bajo el Programa de Mejora de Retiro Voluntario ofrecido en esos años recibieron un seguro médico adicional posterior a su jubilación adicional a través de una Cuenta de Reembolso Médico de \$100,000 dólares. Tratamos la obligación del beneficio atribuible a la Cuenta de Reembolso Médico como un beneficio de terminación especial. Esto resulta en aumentos al pasivo registrado para planes de prestaciones posteriores a



la jubilación fuera de pensiones o PDOP y en un costo de beneficio periódico neto de \$5 millones de dólares para Semptra Energy Consolidado, \$3 millones de dólares para SDG&E y \$2 millones de dólares para SoCalGas en el 2018 y \$18 millones de dólares para Semptra Energy Consolidado y SoCalGas en el 2017.

El Programa de Mejora de Retiro Voluntario resultó en un número mayor de jubilaciones al esperado en el 2017. Como resultado, los beneficios de la suma global o alzada totales pagados de los planes de pensiones calificados y no calificados de Semptra Energy y SoCalGas en el 2017 excedieron el límite de liquidación, lo cual provocó una liquidación contable. Esto resultó en una reducción del pasivo de pensiones registrado y los activos de planes de pensiones de \$194 millones de dólares en Semptra Energy Consolidado y de \$175 millones de dólares en SoCalGas. Esto también resultó en cargos por liquidación en un costo de beneficio periódico neto de \$38 millones de dólares en Semptra Energy Consolidado y de \$30 millones de dólares en SoCalGas. Los cargos por liquidación en SoCalGas fueron registrados como activos reglamentarios en los balances consolidados. Una fecha de medición del 31 de diciembre de 2017 fue utilizada para la liquidación contable respectiva provocada conforme los pagos de beneficios de suma global o alzada del año a la fecha que primero excedieron el límite de liquidación.



# Obligaciones y activos de beneficios

Las siguientes tres tablas proporcionan una conciliación de los cambios en las obligaciones de beneficios proyectadas de los planes y el valor razonable de los activos durante el 2019 y el 2018, y una declaración del estado de financiamiento al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

## OBLIGACIONES POR BENEFICIOS PROYECTADOS, VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS Y SITUACIÓN DE FINANCIAMIENTO (PLAN DE PENSIONES)

### SEMPRA ENERGY CONSOLIDADO

(En millones de dólares)

	PRESTACIONES DE PENSIÓN		OTRAS PRESTACIONES POSTERIORES A LA JUBILACIÓN	
	2019	2018	2019	2018
Cambios en obligaciones por beneficios proyectados				
Obligación neta al 1 de enero	\$ 3,339	\$ 3,841	\$ 868	\$ 959
Costos de servicios	110	124	17	21
Costo de interés	139	140	36	36
Aportaciones de los participantes del plan	-	-	21	23
Pérdidas actuariales (ganancias)	445	(271 )	45	(123 )
Modificaciones del plan	5	12	-	-
Pago de prestaciones	(93 )	(113 )	(72 )	(74 )
Prestaciones especiales de terminación	-	-	-	5
Adquisición	-	-	-	21
Liquidaciones	(177 )	(394 )	(2 )	-
Obligación neta al 31 de diciembre de	3,768	3,339	913	868
Cambios en activos del plan				
Valor razonable de activos del plan al 1 de enero	2,160	2,659	1,108	1,209
Rendimiento real de los activos del plan	496	(180 )	218	(56 )
Cuotas patronales	276	188	8	6
Aportaciones de los participantes del plan	-	-	21	23
Pago de prestaciones	(93 )	(113 )	(72 )	(74 )
Liquidaciones	(177 )	(394 )	(2 )	-
Valor razonable de los activos del plan al 31 de diciembre de	2,662	2,160	1,281	1,108
Situación de financiamiento al 31 de diciembre de	\$ (1,106 )	\$ (1,179 )	\$ 368	\$ 240
Activo (pasivo) neto registrado al 31 de diciembre	\$ (1,106 )	\$ (1,179 )	\$ 368	\$ 240



# OBLIGACIONES POR BENEFICIOS PROYECTADOS, VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS Y SITUACIÓN DE FINANCIAMIENTO (PLAN DE PENSIONES)

**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**

(En millones de dólares)

	Prestaciones de pensión		Otras Prestaciones posteriores a la jubilación	
	2019	2018	2019	2018
<b>CAMBIOS EN OBLIGACIONES POR BENEFICIOS PROYECTADOS</b>				
Obligación neta al 1 de enero	\$ 814	\$ 971	\$ 170	\$ 185
Costos de servicios	30	30	4	5
Costo de interés	34	35	7	7
Aportaciones de los participantes del plan	-	-	7	8
Pérdidas actuariales (ganancias)	61	(63 )	7	(17)
Modificaciones del plan	3	8	-	-
Pago de prestaciones	(18 )	(22 )	(18 )	(21)
Prestaciones especiales de terminación	-	-	-	3
Liquidaciones	(39 )	(145 )	-	-
Transferencia de pasivos de otros planes	10	-	-	-
Obligación neta al 31 de diciembre de	895	814	177	170
<b>CAMBIO EN LOS ACTIVOS DEL PLAN</b>				
Valor razonable de activos del plan al 1 de enero	600	776	172	195
Rendimiento real de los activos del plan	135	(56 )	36	(12)
Cuotas patronales	52	47	-	2
Aportaciones de los participantes del plan	-	-	7	8
Pago de prestaciones	(18 )	(22 )	(18 )	(21)
Liquidaciones	(39 )	(145 )	-	-
Transferencia de pasivos de otros planes	9	-	-	-
Valor razonable de activos del plan al 31 de diciembre	739	600	197	172
Situación de financiamiento al 31 de diciembre	\$ (156 )	\$ (214 )	\$ 20	\$ 2
Activo (pasivo) neto registrado al 31 de diciembre	\$ (156 )	\$ (214 )	\$ 20	\$ 2





# **CAMBIOS EN OBLIGACIONES POR BENEFICIOS PROYECTADOS, VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS Y SITUACIÓN DE FINANCIAMIENTO (PLAN DE PENSIONES)**

**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**
*(En millones de dólares)*

	Prestaciones de pensión		Otras prestaciones posteriores a la jubilación	
	2019	2018	2019	2018
<b>CAMBIOS EN OBLIGACIONES POR BENEFICIOS PROYECTADOS</b>				
Obligación neta al 1 de enero	\$ 2,148	\$ 2,486	\$ 646	\$ 737
Costos de servicios	68	81	12	15
Costo de interés	91	92	27	27
Aportaciones de los participantes del plan	-	-	13	14
Pérdidas actuariales (ganancias)	345	(215 )	39	(100)
Modificaciones del plan	2	-	-	-
Pago de prestaciones	(59 )	(65 )	(49)	(49)
Prestaciones especiales de terminación	-	-	-	2
Liquidaciones	(65 )	(231 )	-	-
Transferencia de pasivos de otros planes	(4 )	-	-	-
Obligación neta al 31 de diciembre	2,526	2,148	688	646
<b>CAMBIOS EN ACTIVOS DEL PLAN</b>				
Valor razonable de activos del plan al 1 de enero	1,385	1,694	916	993
Rendimiento real de los activos del plan	320	(117 )	178	(43)
Cuotas patronales	152	104	1	1
Aportaciones de los participantes del plan	-	-	13	14
Pago de prestaciones	(59 )	(65 )	(49)	(49)
Liquidaciones	(65 )	(231 )	-	-
Transferencia de pasivos de otros planes	4	-	-	-
Valor razonable de los activos del plan al 31 de diciembre	1,737	1,385	1,059	916
Situación de financiamiento al 31 de diciembre	\$ (789 )	\$ (763 )	\$ 371	\$ 270
Activo (pasivo) neto registrado al 31 de diciembre	\$ (789 )	\$ (763 )	\$ 371	\$ 270

Las pérdidas (ganancias) actuariales fluctúan basadas en cambios en los supuestos que describimos abajo en "Supuestos para Pensiones y Otros Planes de Beneficios Posteriores al Retiro" y actualizaciones a datos del censo. En el 2019, 2018 y 2017, la Asociación de Actuarios publicó las escalas actualizadas de proyección de mejora de mortalidad, reflejando cambios a mejoras de longevidad observadas proyectadas en sus tablas de mortalidad. Hemos incorporado estos supuestos, ajustados para la experiencia real de mortalidad de las compañías de Sempra Energy, en nuestros cálculos para cada uno de esos años. Las pérdidas actuariales en los planes de pensiones en Sempra Energy Consolidado en el 2019 fueron ocasionadas principalmente por una reducción de las tasas de descuento y datos actualizados del censo en Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas, una reducción en la tasa de conversión de la suma global o alzada en SDG&E y supuestos de escalas de salarios actualizadas en SoCalGas. Estas pérdidas actuariales fueron compensadas parcialmente por ganancias actuariales en SDG&E y SoCalGas debido a una reducción en la tasa de acreditación de intereses para los planes de saldo / balance de caja. Las pérdidas actuariales en los planes de prestaciones posteriores a la jubilación fuera de pensiones o planes de prestaciones posteriores a la jubilación fuera de pensiones o PBOP en Sempra Energy Consolidado en el 2019 fueron provocadas principalmente por una reducción en las tasas de descuento en SDG&E y SoCalGas. Estas pérdidas actuariales fueron parcialmente producidas por ganancias actuariales en SoCalGas, debido a reducción en los gastos médicos esperados en el 2020.



### Activos y pasivos netos

Los activos y pasivos de los planes de pensiones y planes de prestaciones posteriores a la jubilación fuera de pensiones o PBOP son afectados por las condiciones cambiantes del mercado, así como cuando la experiencia real del plan es diferente a la supuesta. Tales eventos resultan en ganancias y pérdidas de inversiones, que diferimos y reconocemos en los costos de pensiones y en otros beneficios posteriores a la jubilación o retiro durante un período de varios años. Nuestros planes de pensiones y planes de prestaciones posteriores a la jubilación fuera de pensiones o PBOP financiados utilizan el método de suavización de activos, excepto para aquellos en SDG&E. Este método desarrolla un valor de activos que reconoce ganancias y pérdidas de inversión realizadas y no realizadas en un período de tres años. Este valor ajustado de activos, conocido como el valor de mercado de los activos, es utilizado en conjunción con una tasa de rendimiento / retorno a largo plazo esperada para determinar el componente de retorno esperado sobre activos del costo de beneficio periódico neto. SDG&E no utiliza el método de suavización de activos, sino que reconoce ganancias y pérdidas de inversión realizadas y no realizadas durante el año en curso.

El método contable de banda de fluctuación del 10% es utilizado en Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas. Bajo el método contable de banda de fluctuación, si al principio de un año, una ganancia o pérdida neta no reconocida excede el 10% de la obligación de beneficio proyectada mayor o el valor de mercado de los activos del plan, el excedente es amortizado durante el período de servicio restante promedio de los participantes activos. Los métodos de suavización de activos y de banda de fluctuación del 10% sirven para mitigar la volatilidad de los costos de beneficios periódicos año con año.

Reconocemos el estado sobre-financiado o sub-financiado de las pensiones de beneficios definidos y de otros planes posteriores a la jubilación o retiro como activos o pasivos, respectivamente; los cambios no reconocidos en estos activos y / o pasivos son normalmente registrados en otras utilidades integrales acumuladas o AOCI en el balance general. Los Servicios Públicos de California registran activos y pasivos reglamentarios que compensan la pensión financiada y otros activos o pasivos de planes posteriores a la jubilación o retiro, toda vez que se espera que estos costos sean recuperados en tasas futuras de servicios públicos basadas en decisiones de agencias reglamentarias.

Los Servicios Públicos de California registran pensiones anuales y otros costos de beneficios periódicos netos posteriores a la jubilación o retiro equivalentes a las aportaciones a sus planes calificados según lo autorizado por la Comisión de Servicios Públicos de California o CPUC. Las aportaciones anuales a los planes de pensiones sean las mayores de:

- un monto de financiamiento mínimo requerido por Hacienda o el IRS;
- el monto requerido para mantener un Porcentaje de Logro de Objetivo de Financiamiento Ajustado del 85% conforme a lo definido por la Ley de Protección de Pensiones del 2006, con sus reformas; o
- comenzando el 1° de enero del 2019 y por la duración del ciclo GRC del 2019, un monto fijo equivalente al costo anual estimado del servicio conforme a lo definido por los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados o PCGA de los Estados Unidos, más un año de una amortización de 14 años de la obligación de beneficio proyectado no financiada del plan de pensiones a partir del 1° de enero del 2019, y limitada a un monto anual que mantenga el valor razonable / justo de los activos del plan de pensión sin exceder un 110% de la obligación de beneficio de la pensión del plan.

Las aportaciones anuales a los planes posteriores a la jubilación o retiro (PBOP) sean equivalentes a la fracción menor del monto del deducible de impuesto máximo o el costo periódico neto calculado de conformidad con los PCGA de los Estados Unidos, para planes de pensiones y planes posteriores a la jubilación o retiro (PBOP). Cualesquiera diferencias entre el costo de beneficio periódico neto registradas en libros y los montos aportados al plan de pensiones y planes de prestaciones posteriores a la jubilación fuera de pensiones para los Servicios Públicos de California son divulgados como ajustes reglamentarios de conformidad con los PCGA de los Estados Unidos, para entidades que se rigen por tasas.

El activo (pasivo) neto se encuentra incluido en las siguientes categorías en los balances consolidados al 31 de diciembre:

**Carolina Yépez**  
**Roldán**

**PENSIÓN Y OTRAS OBLIGACIONES PRESTACIONES POSTERIORES A LA JUBILACIÓN, NETAS DEL**

**ACTIVOS DEL PLAN**

**(En millones de dólares)**

	Prestaciones de pensión		Otras Prestaciones posteriores a la jubilación	
	2019	2018	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Activos no circulantes	\$ -	\$ -	\$ 391	\$272
Pasivos Circulantes	(59 )	(62 )	(3 )	(6 )
Pasivos no circulantes	(1,047 )	(1,117 )	(20 )	(26 )
Activo (pasivo) neto registrado	\$ (1,106 )	\$ (1,179 )	\$ 368	\$240
<b>SDG&amp;E:</b>				
Pasivos no circulantes	\$ -	\$ -	\$ 20	\$2
Pasivos Circulantes	(3 )	(2 )	-	-
Pasivos no circulantes	(153 )	(212 )	-	-
Activo (pasivo) neto registrado al 31 de diciembre	\$ (156 )	\$ (214 )	\$ 20	\$2
<b>SoCalGas:</b>				
Activos no circulantes	\$ -	\$ -	\$ 371	\$270
Pasivos circulantes	(4 )	(3 )	-	-
Pasivos no circulantes	(785 )	(760 )	-	-
Activo (pasivo) neto registrado al 31 de diciembre	\$ (789 )	\$ (763 )	\$ 371	\$270



Los montos registrados en otras utilidades integrales acumuladas o AOCI al 31 de diciembre, netos de efectos de impuesto sobre la renta y los montos registrados como activos reglamentarios, son como sigue:

### MONTOS EN OTRAS UTILIDADES INTEGRALES ACUMULADAS (PÉRDIDAS)

(En millones de dólares)

	Prestaciones de pensión		Otras Prestaciones posteriores a la jubilación	
	2019	2018	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado <sup>(1)</sup>:</b>				
Ganancia (pérdida) actuarial neta	\$ (113)	\$ (114)	\$ 10	\$ 8
Costos de servicios anteriores	(14)	(12)	-	-
Total	\$ (127)	\$ (126)	\$ 10	\$ 8
<b>SDG&amp;E:</b>				
Pérdidas actuariales netas	\$ (9)	\$ (4)		
Costos de servicios anteriores	(7)	(6)		
Total	\$ (16)	\$ (10)		
<b>SoCalGas:</b>				
Pérdidas actuariales netas	\$ (7)	\$ (6)		
Costos de servicios anteriores	(3)	(2)		
Total	\$ (10)	\$ (8)		

(1) Incluye operaciones discontinuas

Sempra Energy, SDG&E y SoCalGas cada una tienen un plan de pensiones financiado. La siguiente tabla muestra las obligaciones de los planes de pensiones financiados con obligaciones de beneficios que exceden los activos del plan al 31 de diciembre:

### OBLIGACIONES DE PLANES DE PENSIONES CON FINANCIAMIENTO

(En millones de dólares)

	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Obligaciones por beneficios proyectados	\$ 3,578	\$ 3,130
Obligaciones por beneficios acumuladas	3,229	2,894
Valor razonable de activos del plan	2,662	2,160
<b>SDG&amp;E:</b>		
Obligaciones por beneficios proyectados	\$ 861	\$ 788
Obligaciones por beneficios acumuladas	818	762
Valor razonable de activos del plan	739	600
<b>SoCalGas:</b>		
Obligaciones por beneficios proyectados	\$ 2,505	\$ 2,123
Obligaciones por beneficios acumuladas	2,208	1,919
Valor razonable de activos del plan	1,737	1,385



Adicionalmente tenemos planes de pensiones no financiados en Sempra Energy, SDG&E, SoCalGas y IEnova. La siguiente tabla muestra las obligaciones de planes de pensiones no financiados al 31 de diciembre:

### OBLIGACIONES DE PLANES DE PENSIONES SIN FINANCIAMIENTO

(En millones de dólares)

	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Obligaciones por beneficios proyectados	\$ 190	\$ 209
Obligaciones por beneficios acumuladas	158	186
<b>SDG&amp;E:</b>		
Obligaciones por beneficios proyectados	\$ 34	\$ 26
Obligaciones por beneficios acumuladas	27	19
<b>SoCalGas:</b>		
Obligaciones por beneficios proyectados	\$ 21	\$ 25
Obligaciones por beneficios acumuladas	17	21

Sempra Energy, SNG&E y SoCalGas cada una tienen otros planes de beneficios posteriores a la jubilación o retiro. La siguiente tabla muestra las obligaciones de otros planes financiados posteriores a la jubilación o retiro con obligaciones de beneficios posteriores a la jubilación o retiro acumuladas que exceden los activos del plan al 31 de diciembre:

#### **OBLIGACIONES DE FINANCIAMIENTO DE OTRAS PRESTACIONES POSTERIORES A LA JUBILACIÓN**

(En millones de dólares)

	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Obligaciones por prestaciones posteriores al retiro acumuladas	\$ 32	\$ 30
Valor razonable de activos del plan	25	20

Asimismo, en Sempra Energy tenemos otros planes de beneficios posteriores a la jubilación o retiro no financiados. La siguiente tabla muestra las obligaciones de otros planes de beneficios posteriores a la jubilación o retiro no financiados al 31 de diciembre:

#### **OBLIGACIONES DE FINANCIAMIENTO DE OTRAS PRESTACIONES POSTERIORES A LA JUBILACIÓN**

(En millones de dólares)

	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>		
Obligaciones por prestaciones posteriores al retiro acumuladas	\$ 16	\$ 22

**Costo de prestaciones periódico neto**

La siguiente tabla proporciona los componentes del costo del beneficio periódico neto y montos antes de impuestos reconocidos en OCI para los servicios concluidos el 31 de diciembre:

**COSTO DE LAS PRESTACIONES PERIÓDICAS NETAS Y CANTIDADES RECONOCIDAS EN OCI (OTRAS UTILIDADES INTEGRALES)**

**SEMPRA ENERGY CONSOLIDADO**

(En millones de dólares)

	Prestaciones de pensión			Prestaciones posteriores a la jubilación		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<b>COSTO DE LAS PRESTACIONES PERIÓDICAS NETAS</b>						
Costos de servicios	\$ 110	\$ 124	\$ 117	\$ 17	\$ 21	\$ 21
Costo de interés	139	140	150	36	36	39
Rendimiento esperado de los activos	(144)	(157)	(161)	(71)	(70)	(66)
Amortización de:						
Costos de servicios anteriores	12	11	11	-	1	1
Pérdidas actuariales (ganancias)	36	22	35	(10)	(6)	(4)
Cargos por liquidación	28	66	38	-	-	-
Prestaciones especiales de terminación	-	-	-	-	5	18
Costo de las prestaciones periódicas netas	181	206	190	(28)	(13)	9
Ajuste normativo	77	(30)	(42)	29	17	-
Total de gastos reconocidos	258	176	148	1	4	9
<b>CAMBIOS EN ACTIVOS DEL PLAN Y OBLIGACIONES DE PRESTACIONES RECONOCIDAS EN OCI <sup>(1)</sup></b>						
Pérdidas actuariales (ganancias)	17	56	-	(3 )	(4 )	(2)
Costos de servicios anteriores	5	12	1	-	-	-
Amortización de pérdidas actuariales	(13)	(12)	(10)	-	-	-
Amortización de costos de servicios anteriores	(3)	(2)	(1)	-	-	-
Liquidaciones	(28)	(12)	(8)	-	-	-
Total reconocido en OCI	(22)	42	(18)	(3 )	(4 )	(2)
Total reconocido en el costo de las prestaciones periódicas netas y OCI	\$ 236	\$ 218	\$ 130	\$ (2 )	\$ -	\$ 7

(1) Incluye operaciones discontinuas


**COSTO DE LAS PRESTACIONES PERIODICAS NETAS Y CANTIDADES RECONOCIDAS EN OCI**
**SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY**
*(En millones de dólares)*

	Prestaciones de pensión			Otras prestaciones posteriores a la jubilación		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<b>COSTO DE LAS PRESTACIONES PERIODICAS NETAS</b>						
Costos de servicios	\$ 30	\$ 30	\$ 29	\$ 4	\$ 5	\$ 5
Costo de interés	34	35	38	7	7	8
Rendimiento esperado de los activos	(38 )	(47 )	(47 )	(11)	(13)	(11)
Amortización de:						
Costos de servicios anteriores	3	2	1	2	3	3
Pérdidas actuariales (ganancias)	11	1	9	(2)	(3)	-
Cargos por liquidación	-	26	-	-	-	-
Prestaciones especiales de terminación	-	-	-	-	3	-
Costo de las prestaciones periódicas netas	40	47	30	-	2	5
Ajuste normativo	14	(8 )	(8 )	-	-	-
Total de gastos reconocidos	54	39	22	-	2	5
<b>CAMBIOS EN ACTIVOS DEL PLAN Y OBLIGACIONES DE PRESTACIONES RECONOCIDAS EN OCI</b>						
Pérdidas actuariales (ganancias)	5	(1 )	2	-	-	-
Costos de servicios anteriores	2	8	-	-	-	-
Amortización de pérdidas actuariales	-	(1 )	(1 )	-	-	-
Amortización de costo de servicios anteriores	(1 )	-	-	-	-	-
Liquidaciones	-	(4 )	-	-	-	-
Total reconocido en OCI	6	2	1	-	-	-
Total reconocido en el costo de las prestaciones periódicas netas y OCI	\$ 60	\$ 41	\$ 23	\$ -	\$ 2	\$ 5

**COSTO DE LAS PRESTACIONES PERIODICAS NETAS Y CANTIDADES RECONOCIDAS EN OCI**
**SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY**
*(En millones de dólares)*

	Prestaciones de pensión			Otras prestaciones posteriores a la jubilación		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<b>COSTO DE LAS PRESTACIONES PERIODICAS NETAS</b>						
Costos de servicios	\$ 68	\$ 81	\$ 76	\$ 12	\$ 15	\$ 14
Costo de interés	91	92	98	27	27	29
Rendimiento esperado de los activos	(94)	(98 )	(103 )	(58)	(56 )	(53)
Amortización de:						
Costos de servicios anteriores (crédito)	8	8	9	(2)	(3 )	(3)
Pérdidas actuariales (ganancias)	16	13	19	(8)	(2 )	(3)
Cargos por liquidación	-	32	30	-	-	-
Prestaciones especiales de terminación	-	-	-	-	2	18
Costo de las prestaciones periódicas netas	89	128	129	(29)	(17 )	2
Ajuste normativo	63	(22 )	(34 )	29	17	-
Total de gastos reconocidos	152	106	95	-	-	2
<b>CAMBIOS EN ACTIVOS DEL PLAN Y OBLIGACIONES DE PRESTACIONES RECONOCIDAS EN OCI</b>						
Pérdida neta	2	1	-	-	-	-
Costos de servicios anteriores	3	-	-	-	-	-
Transferencia de pérdidas actuariales	(4)	-	-	-	-	-
Transferencia de Costos de servicios anteriores	(1)	-	-	-	-	-
Amortización de pérdidas actuariales	(1)	-	-	-	-	-
Amortización de costo de servicios anteriores	-	(1 )	(1 )	-	-	-
Total reconocido en OCI	(1)	-	(1 )	-	-	-
Total reconocido en el costo de las prestaciones periódicas netas y OCI	\$ 151	\$ 106	\$ 94	\$ -	\$ -	\$ 2





# **Supuestos para planes de pensiones y otros de beneficios posteriores a la jubilación o retiro**

## **Obligación de beneficio y costo de beneficio periódico neto**

A excepción de los planes de IEnova, desarrollamos los supuestos de tasas de descuento utilizando un enfoque de cartera de selección de bonos. Este enfoque desarrolla una tasa de descuento mediante la selección de una cartera de bonos corporativos de alta calidad que generen suficientes flujos de efectivo para proveer pagos de beneficios proyectados del plan. La cartera de bonos seleccionada se deriva de un universo de bonos corporativos con un compuesto de Bloomberg de AA o mayor. Después de que ha sido seleccionada la cartera de bonos, es determinada una tasa de interés única que equivalga al valor actual de los pagos de beneficios proyectados de los planes descontados a esta tasa con el valor de mercado de los bonos seleccionados. Desarrollamos los supuestos de tasas de descuento para los planes en IEnova construyendo una curva de rendimiento de bonos cupón cero gubernamentales sintéticos a partir de los datos disponibles del mercado, basados en coincidencia de duración, y agregamos un margen de riesgo que permita rendimientos de bonos corporativos de alta calidad. Dicho método se requiere cuando no exista un mercado para bonos corporativos de alta calidad.

Un rendimiento a largo plazo sobre activos se encuentra basado en el promedio ponderado de la asignación de inversión de los planes a partir de la fecha de medición y los rendimientos esperados para esos tipos de activos.

La tasa de acreditación de intereses está basada en un bono de tesorería promedio de 30 años desde el mes de noviembre del año anterior.

Amortizamos el costo de servicio previo utilizando una amortización lineal sobre un servicio futuro promedio (o el tiempo de vida esperado promedio para planes donde los participantes sean sustancialmente empleados inactivos), el cual es un método alternativo permitido bajo U.S. GAAP.

Los supuestos significativos que afectan la obligación de beneficio y el costo de beneficio periódico neto son los siguientes:

## **HIPÓTESIS DE PROMEDIO PONDERADO UTILIZADAS PARA DETERMINAR LA OBLIGACIÓN DE PRESTACIONES**

**AL 31 DE DICIEMBRE**

	Prestaciones de pensión		Otras Prestaciones posteriores a la jubilación	
	2019	2018	2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Tasa de descuento	3.49%	4.29%	3.54%	4.29%
Tasa de crédito de interés <sup>(1)(2)</sup>	2.28	3.36	2.28	3.36
Tasa de aumento de la remuneración	2.70-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00
<b>SDG&amp;E:</b>				
Tasa de descuento	3.44%	4.29%	3.55%	4.30%
Tasa de crédito de interés <sup>(1)(2)</sup>	2.28	3.36	2.28	3.36
Tasa de aumento de la remuneración	2.70-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00
<b>SoCalGas:</b>				
Tasa de descuento	3.50%	4.30%	3.55%	4.30%
Tasa de crédito de interés <sup>(1)(2)</sup>	2.28	3.36	2.28	3.36
Tasa de aumento de la remuneración	2.70-10.00	2.00-10.00	2.70-10.00	2.00-10.00

(1) La Tasa de crédito de interés para las prestaciones de pensiones se aplica sólo a los planes de saldo de efectivo financiados.

(2) La Tasa de crédito de interés para otras prestaciones posteriores a la jubilación se aplica únicamente a cuentas de jubilación de saldo que devengan intereses en SDG&E y SoCalGas.



**HIPOTESIS DE PROMEDIO PONDERADO UTILIZADAS PARA DETERMINAR EL COSTO DE LAS PRESTACIONES PERIÓDICAS NETAS**

**AL 31 DE DICIEMBRE**

	Prestaciones de pensión			Otras Prestaciones posteriores a la jubilación		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>						
Tasa de descuento	4.29%	3.64%	4.07%	4.29%	3.68%	4.18%
Rendimiento previsto de los activos del plan	7.00	7.00	7.00	6.48	6.49	6.47
Tasa de crédito de interés <sup>(1)(2)</sup>	3.36	2.80	2.86	3.36	2.80	2.86
Tasa de aumento de la remuneración	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00
<b>SDG&amp;E:</b>						
Tasa de descuento	4.29%	3.64%	4.08%	4.30%	3.65%	4.15%
Rendimiento previsto de los activos del plan	7.00	7.00	7.00	6.92	6.94	6.91
Tasa de crédito de interés <sup>(1)(2)</sup>	3.36	2.80	2.86	3.36	2.80	2.86
Tasa de aumento de la remuneración	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00
<b>SoCalGas:</b>						
Tasa de descuento	4.30%	3.65%	4.10%	4.30%	3.70%	4.20%
Rendimiento previsto de los activos del plan	7.00	7.00	7.00	6.38	6.38	6.37
Tasa de crédito de interés <sup>(1)(2)</sup>	3.36	2.80	2.86	3.36	2.80	2.86
Tasa de aumento de la remuneración	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00	2.00-10.00

(1) La tasa de crédito de interés para las prestaciones de pensiones se aplica sólo a los planes de saldo de efectivo financiados.

(2) La tasa de crédito de interés para otras prestaciones posteriores a la jubilación se aplica únicamente a cuentas de jubilación de salud que devenguen intereses en SDG&E y SoCalGas.

**Tasa de tendencia del costo de atención médica**

Las tasas de tendencia del costo de atención médica asumidas tienen un efecto significativo en las cantidades que informamos para los costos del plan de atención médica. A continuación, se presentan las tasas de tendencia de los costos de atención médica aplicables a nuestros planes de beneficios posteriores a la jubilación:

**TASAS DE TENDENCIA DEL COSTO DE ATENCIÓN MÉDICA ASUMIDAS**

**AL 31 DE DICIEMBRE**

	Otras prestaciones posteriores a la jubilación					
	Jubilados anteriores a 65 años			Jubilados de 65 años o más		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Tasa de tendencia del costo de atención médica asumida para el próximo año	6.25 %	6.50 %	7.00 %	4.75 %	4.75 %	5.00 %
Tasa a la que se supone que la tasa de tendencia de los costos disminuye (la tendencia final)	4.75 %	4.75 %	5.00 %	4.50 %	4.50 %	4.50 %
Año en que la tasa alcanza la última tendencia	2025	2025	2022	2022	2022	2022



### **Activos para planes**

#### **Estrategia de asignación de inversiones para el fideicomiso principal para pensiones de Sempra Energy**

El fideicomiso principal para pensiones de Sempra Energy tiene las inversiones para nuestros planes de pensión y una parte de las inversiones para nuestros planes de beneficios posteriores a la jubilación distintos a las pensiones (PBOP). Tal como lo comentamos en el acuerdo, mantenemos fideicomisos adicionales para ciertos planes de PBOP de los Servicios Públicos de California. Los fideicomisos no invierten en valores de Sempra Energy, con excepción de las estrategias de indexación.

El objetivo actual de asignación de activos para el fideicomiso principal para pensiones es proteger el estado financiado de los planes y, al mismo tiempo, generar suficientes rendimientos para cubrir los pagos y las acumulaciones de beneficios futuros. Evaluamos el rendimiento de la cartera comparando los rendimientos reales con los puntos de referencia pertinentes. Actualmente, las asignaciones de activos objetivo para los planes de pensión son las siguientes:

- 35% de capital nacional
- 24% de capital internacional
- 18% de crédito a largo plazo
- 8% de valores gubernamentales de ultra larga duración
- 5% de FIBRAS (fideicomisos de inversión en bienes raíces) globales
- 5% de crédito con fines de rendimiento
- 5% de activos inmobiliarios



Nuestros Comités de Financiación de Planes y de Inversión en Pensiones y Beneficios (en adelante, los “Comités”) revisan con regularidad la asignación de activos para los planes. Al evaluar las asignaciones estratégicas de activos, los Comités consideran muchas variables, entre las que se incluyen las siguientes:

- variabilidad y nivel de las contribuciones
- duración de los activos
- situación de financiamiento
- una gama de resultados esperados en diferentes niveles de confianza

Lo anterior da como resultado un objetivo de asignación del 74% a los activos con fines de rendimiento, y del 26% a los activos de reducción de riesgos. Mantenemos las asignaciones de activos a niveles estratégicos con bandas de variación razonables.

De conformidad con los lineamientos de inversión para pensiones de Sempra Energy, los administradores de inversión de cartera de capital del fideicomiso principal para pensiones e ingresos fijos pueden utilizar instrumentos financieros derivados para equiparar el efectivo, cubrir ciertos riesgos en divisas, y como sustitutos de ciertos tipos de valores de renta fija.

#### *Supuesto de tasa de rendimiento*

El rendimiento esperado de los activos para nuestros planes de pensiones y PBOP se basa en el promedio ponderado de las asignaciones de inversión de los planes a clases de activos específicos a la fecha de la medición. Llegamos a un 7% de rendimiento esperado de los activos, considerando las tasas de rendimiento tanto históricas como de largo plazo proyectadas de esas clases de activos. Esperamos ganancias de entre el 5% y el 9% en los activos con fines de rendimiento, y de entre el 1% y el 4% en los activos de reducción de riesgos. Ciertos fideicomisos que tienen activos para el otro plan de beneficios posteriores a la jubilación de SDG&E están sujetos a gravamen, lo que afecta el rendimiento esperado de los activos del plan después de impuestos.

#### *Concentración del riesgo*

Los activos para planes están diversificados en los mercados mundiales de capital y bonos, y la concentración del riesgo se encuentra limitada en cualquier sector económico, industrial, de madurez o geográfico.

#### *Estrategia de inversión para los planes de beneficios posteriores a la jubilación de SDG&E y SoCalGas*

Los planes de PBOP de SDG&E y SoCalGas están financiados con contribuciones en efectivo de ellas mismas y de sus jubilados actuales. Los activos de estos planes se colocan en el fideicomiso principal para pensiones y en otros fideicomisos de la Asociación Beneficiaria de Empleados Voluntarios. Ciertos activos para los planes de PBOP de SDG&E y SoCalGas se mantienen en el fideicomiso principal de pensiones, el cual invierte una parte de los activos en carteras complementarias que tienen por objeto reducir el riesgo de las tasas de interés, lo que da lugar a una asignación objetivo general del 38% a activos con fines de rendimiento, y del 62% a activos de reducción de riesgos, para estos planes bien financiados. Algunos de los planes de PBOP de SoCalGas se mantienen en un fideicomiso de la Asociación Beneficiaria de Empleados Voluntarios, que también utiliza una cartera complementaria, resultando en una asignación objetivo del 25% a activos con fines de rendimiento, y del 75% a activos de reducción de riesgos. Los activos de SDG&E y SoCalGas que se mantienen en otros fideicomisos de la Asociación Beneficiaria de Empleados Voluntarios se invierten de acuerdo con una trayectoria de reducción de riesgos que minimiza la exposición a los mismos de los activos a medida que los fideicomisos se financian mejor. Estas asignaciones específicas se revisan periódicamente para garantizar que los activos para planes estén en la mejor posición para cumplir las obligaciones de tales planes.

#### *Valor razonable de los activos para planes de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación*

Clasificamos las inversiones en el fideicomiso principal para pensiones de Sempra Energy, y los fideicomisos para los planes de PBOP de los Servicios Públicos de California, con base en la jerarquía de valor razonable, excepto para ciertas inversiones medidas en VAN (valor de activo neto).

A continuación, se describen los métodos de valuación y las suposiciones que utilizamos para estimar los valores razonables de inversión en los fideicomisos para los planes de pensiones y otros beneficios posteriores a la jubilación.

**Valores de capital** – Los valores de capital se valúan utilizando los precios cotizados en las bolsas de valores reconocidas a nivel nacional.

**Valores de renta fija** - Ciertos valores de renta fija se valúan al precio de cierre indicado en el mercado activo en el que se negocia el valor, mientras que otros se valúan con base en los rendimientos disponibles actualmente sobre los valores comparables de emisoras con calificaciones crediticias similares. Cuando no se dispone de precios de cotización para valores idénticos o similares, el valor queda valuado de conformidad con un enfoque de flujo de efectivo descontado que maximiza los insumos observables, como los rendimientos actuales de instrumentos similares, pero incluye ajustes por determinados





riesgos que pueden no ser observables, como los riesgos de crédito y liquidez. Ciertos valores de renta fija de alto rendimiento se valúan aplicando un ajuste de precio en la parte de la oferta para calcular un valor medio y el mejor aceptado posible. Los ajustes pueden variar en función de la fecha de vencimiento, la solvencia crediticia y las frecuencias de comercialización justificadas. El gerente de inversiones determina la licitación para solicitar diferenciales con base en el examen de la información de mercado disponible.

*Compañías de inversión que cotizan en la bolsa* - Las operaciones en fondos de inversión patrocinados por una compañía que se dedica a eso y que cotiza en la bolsa de valores se valúan en función de los precios de cotización en la bolsa. En los casos en los que el valor es un precio cotizado en un mercado activo, la inversión se clasifica dentro del Nivel 1 de la jerarquía de valor razonable. Las inversiones en determinados valores de renta fija se valúan conforme a un enfoque de flujo de efectivo descontado que maximiza los insumos observables, como los rendimientos actuales de instrumentos similares, pero incluye ajustes por determinados riesgos que pueden no ser observables, como los riesgos de crédito y liquidez para los restantes valores de renta fija.

*Fideicomisos comunes/colectivos* - Las inversiones en fondos fiduciarios comunes/colectivos se valúan sobre el VAN de unidades que se intercambian, el cual se basa en el valor razonable actual de los activos subyacentes de los fondos.

*Fondos de capital privado* - Estos fondos consisten en inversiones en capital privado que tienen sociedades limitadas que siguen varias estrategias, entre las que se incluyen el capital privado y las finanzas empresariales. Estas sociedades generalmente tienen una duración limitada de 10 años, tras los cuales se reciben las distribuciones de liquidación. El valor se determina sobre la base del VAN de la parte proporcional de una participación en el capital de los socios. Las participaciones en estos tipos de fondos de capital privado son insignificantes, ya que los fondos han superado con creces el plazo de inversión previsto y han distribuido la mayor parte del producto de las ventas de inversiones.

*Instrumentos financieros derivados* - Los contratos de futuros que se negocian públicamente en mercados activos se valúan a precios de cierre a partir del último día hábil del año. Los contratos de divisas a plazo se valúan al tipo de cambio del contrato a plazo vigente de las divisas subyacentes, y las ganancias no logradas (pérdidas) se registran diariamente. Los futuros y las opciones de renta fija se ajustan diariamente a valor de mercado. Los contratos de futuros sobre índices de capital se valúan al último precio de venta cotizado en la bolsa en que se negocian principalmente.

Si bien la administración considera que los métodos de valuación descritos con anterioridad son apropiados y coherentes con otros jugadores en el mercado, la utilización de metodologías o suposiciones diferentes para determinar el valor razonable de determinados instrumentos financieros podría dar lugar a una medición diferente del valor razonable en la fecha de presentación de informes.

En las Notas 1 y 12 comentamos más detalladamente sobre las mediciones del valor razonable. En los siguientes cuadros se presenta, por niveles dentro de la jerarquía del valor razonable, un resumen de las inversiones para nuestras pensiones y otros fideicomisos de planes de beneficios posteriores a la jubilación, medidos al valor razonable de manera recurrente.



SoCalGas tienen individualmente una parte proporcional de los activos de inversión en el fideicomiso principal para pensiones en Semptra Energy Consolidado. Los valores razonables de nuestros activos del plan para pensiones por categoría de activos son los siguientes:

**MEDICIONES A VALOR RAZONABLE - ACTIVOS DE INVERSIÓN DE LOS PLANES DE PENSIONES**

(En millones de dólares)

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2019		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
<b>Semptra Energy Consolidado:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 17	\$ -	\$ 17
Valores de capital:			
Nacional	923	-	923
Internacional	555	1	556
Compañías de inversión registradas	96	-	96
Valores de renta fija:			
Bonos del gobierno nacionales	228	39	267
Bonos del gobierno internacionales	-	9	9
Bonos de empresas nacionales	-	346	346
Bonos de empresas internacionales	-	62	62
Compañías de inversión registradas	-	2	2
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	\$ 1,819	\$ 459	2,278
Cuentas por cobrar/pagar netas			(38)
Inversiones medidas en NAV			
Fideicomisos comunes/colectivos			417
Fondos de capital privado			5
Total de activos de inversión			\$ 2,662
Parte proporcional de los activos de inversión de SDG&E			\$ 739
Parte proporcional de los activos de inversión de SoCalGas			\$ 1,737

	valor razonable al 31 de diciembre de 2018		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
<b>Semptra Energy Consolidado:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 14	\$ -	\$ 14
Valores de capital:			
Nacional	727	-	727
Internacional	437	-	437
Compañías de inversión registradas	74	-	74
Valores de renta fija:			
Bonos del gobierno nacionales	197	29	226
Bonos del gobierno internacionales	-	8	8
Bonos de empresas nacionales	-	311	311
Bonos de empresas internacionales	-	53	53
Compañías de inversión registradas	-	1	1
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	\$ 1,449	\$ 402	1,851
Cuentas por cobrar/pagar netas			(21)
Inversiones medidas en NAV			
Fideicomisos comunes/colectivos			326
Fondos de capital privado			4
Total de activos de inversión			\$ 2,160
Parte proporcional de los activos de inversión de SDG&E			\$ 600
Parte proporcional de los activos de inversión de SoCalGas			\$ 1,385



Los valores razonables por categoría de activos de aquellos activos del plan de PDOP que se mantienen en el fideicomiso principal para pensiones y en los fideicomisos adicionales para los planes de PBOP de SoCalGas, así como los fideicomisos de los planes de PBOP de SDG&E, son los siguientes:

**MODIFICACIONES A VALOR RAZONABLE - ACTIVOS DE INVERSIÓN DE OTROS PLANES DE PENSIONES Y OTROS BENEFICIOS POSTERIORES**

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2019		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
<b>SDG&amp;E:</b>			
Valores de capital:			
Nacional	\$ 21	\$ -	\$ 21
International	13	-	13
Compañías de inversión registradas	68	-	68
Valores de renta fija:			
Bonos del gobierno nacionales	32	1	33
Bonos de empresas nacionales	-	8	8
Bonos de empresas internacionales	-	1	1
Compañías de inversión registradas	-	8	8
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	134	18	152
Cuentas por cobrar/ Cuentas por pagar netas			(2)
Inversiones medidas en NAV - Fideicomisos comunes/colectivos			47
Total de activos de inversión			197
<b>SoCalGas:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	3	-	3
Valores de capital:			
Nacional	78	-	78
International	48	-	48
Compañías de inversión registradas	52	-	52
Valores de renta fija:			
Bonos del gobierno nacionales	267	21	288
Bonos del gobierno internacionales	1	10	11
Bonos de empresas nacionales	-	309	309
Bonos de empresas internacionales	-	40	40
Compañías de inversión registradas	-	75	75
Instrumentos financieros derivados	3	-	3
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	452	455	907
Cuentas por cobrar/ Cuentas por pagar netas			(5)
Inversiones medidas NAV - Fideicomisos comunes/colectivos			157
Total de activos de inversión			1,059
<b>Otros Semptra Energy:</b>			
Valores de capital:			
Nacional	9	-	9
International	4	-	4
Valores de renta fija			
Bonos del gobierno nacionales	3	1	4
Bonos de empresas nacionales	-	3	3
Bonos de empresas internacionales	-	1	1
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	16	5	21
Inversiones medidas NAV - Fideicomisos comunes/colectivos			4
Total de otros activos de inversión de Semptra Energy			25
Total de otros activos de inversión Consolidados de Semptra Energy en la jerarquía de valor razonable	\$ 602	\$ 478	
Total de activos de inversión Consolidados de Semptra Energy			\$ 1,281


**INVERSIONES A VALOR RAZONABLE - ACTIVOS DE INVERSIÓN DE OTROS PLANES DE PENSIONES Y OTROS BENEFICIOS POSTERIORES A LA JUBILACIÓN**

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2018		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
<b>SoCal&amp;E:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 1	\$ -	\$ 1
Valores de capital:			
Nacional	37	-	37
International	22	-	22
Compañías de inversión registradas	59	-	59
Valores de renta fija:			
Bonos del gobierno nacionales	10	1	11
Bonos de empresas nacionales	-	16	16
Bonos de empresas internacionales	-	3	3
Compañías de inversión registradas	-	7	7
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	129	27	156
Cuentas por cobrar/ Cuentas por pagar netas			(1)
Inversiones medidas NAV - Fideicomisos comunes/colectivos			17
Total de activos de inversión			172
<b>SoCalGas:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	-	6
Valores de capital:			
Nacional	66	-	66
International	39	-	39
Compañías de inversión registradas	62	-	62
Valores de renta fija:			
Bonos del gobierno nacionales	236	13	249
Bonos de empresas nacionales	1	4	5
Bonos de empresas internacionales	-	175	175
Compañías de inversión registradas	-	21	21
Compañías de inversión registradas	-	64	64
Instrumentos financieros derivados	(4 )	-	(4)
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	406	277	683
Cuentas por cobrar/ Cuentas por pagar netas			(4)
Inversiones medidas NAV - Fideicomisos comunes/colectivos			237
Total de activos de inversión			916
<b>Other Sempra Energy:</b>			
Valores de capital:			
Nacional	6	-	6
International	4	-	4
Valores de renta fija:			
Bonos del gobierno nacionales	2	-	2
Bonos de empresas nacionales	-	2	2
Compañías de inversión registradas	-	1	1
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	12	3	15
Inversiones medidas NAV - Fideicomisos comunes/colectivos			4
Fondos de capital privado			1
Total de otros activos de inversión de Sempra Energy			20
Total de otros activos de inversión Consolidados de Sempra Energy en la jerarquía de valor razonable	\$ 547	\$ 307	
Total de activos de inversión Consolidados de Sempra Energy			\$ 1,108

**Pagos futuros**

Esperamos contribuir con las siguientes cantidades a nuestros planes de pensión y de PBOP en 2020:





### APORTACIONES ESPERADAS

(En millones de dólares)

	Sempra Energy Consolidado	SDG&E	SoCalGas
Planes de pensiones	\$ 268	\$ 53	\$ 154
Otras prestaciones posteriores a la jubilación	7	1	1

El siguiente cuadro muestra los beneficios totales que esperamos pagar a los empleados actuales y jubilados en los próximos 10 años de los planes o de los activos de la compañía.

### PAGOS DE PRESTACIONES ESPERADOS

(En millones de dólares)

	Sempra Consolidado		Energy SDG&E		SoCalGas		
	Prestaciones de pensión	Otras prestaciones posteriores a la jubilación	Prestaciones de pensión	Otras prestaciones posteriores a la jubilación	Prestaciones de pensión	Otras prestaciones posteriores a la jubilación	Prestaciones de pensión
2020	\$ 410	\$ 50	\$ 115	\$ 10	\$ 229		\$ 35
2021	263	48	69	10	166		35
2022	258	48	64	10	162		35
2023	243	48	64	10	156		35
2024	239	48	62	10	153		35
2025-2029	1,128	240	283	48	725		176

### PLANES DE AHORRO

Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas ofrecen planes de ahorro fideicomisarios a todos los empleados. La participación, contribuciones regulares y de contrapartida de los patrones están sujetas a las disposiciones de los planes respectivos y, en el caso de las contribuciones de los empleados, a los límites impuestos por las autoridades gubernamentales respectivas. Las contribuciones del patrón a los planes de ahorro quedaron como sigue:

### CUOTAS PATRONALES AL PLAN DE AHORROS

(En millones de dólares)

	2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidado	\$ 44	\$ 43	\$ 41
SDG&E	15	15	14
SoCalGas	24	23	22

El valor de mercado de las acciones ordinarias de Sempra Energy que tienen los planes de ahorro fue de \$1.3 mil millones de dólares y \$1.0 mil millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

### NOTA 10. COMPENSACIÓN BASADA EN ACCIONES

#### PLANES DE COMPENSACIÓN DE CAPITAL DE SEMPRA ENERGY



Sempra Energy cuenta con planes de compensación basados en acciones que tienen por objeto alinear los objetivos de los empleados y los accionistas relacionados con el crecimiento a largo plazo de Sempra Energy. Los planes permiten una amplia variedad de compensaciones basadas en acciones, entre las que se incluyen las siguientes:

- Opciones para la compra de acciones no calificadas
- Opciones para la compra de acciones incentivas
- Asignaciones de acciones restringidas
- Unidades de acciones restringidas
- Derechos de valorización de acciones
- Asignaciones por desempeño
- Pagos de acciones
- Equivalentes a dividendos

Los empleados con derechos a este beneficio, incluidos los de las empresas de Servicios Públicos de California, participan en los planes de compensación basados en acciones de Sempra Energy, como parte de su paquete de compensaciones.

En los tres años que finalizaron el 31 de diciembre de 2019, Sempra Energy tenía pendientes los siguientes tipos de compensaciones en acciones:

▪ *Opciones para la compra de acciones no calificadas:* Las opciones de compra de acciones ordinarias tienen un precio de ejercicio igual al del mercado de las acciones ordinarias a la fecha de su otorgamiento, se basan en el servicio, se pueden ejercer durante un período de tres años (para el caso de asignaciones otorgadas en 2019) o durante un período de cuatro años (para el caso de asignaciones otorgadas en 2010 o antes), y expiran 10 años a partir de la fecha de su otorgamiento. El ejercicio y/o la capacidad de ejercer se pueden acelerar al momento de cambio de control, de conformidad con los contratos de liquidación, o de acuerdo con las condiciones de la asignación. Las opciones están sujetas a caducidad o expiración anticipada tras la terminación del empleo, con sujeción a ciertas excepciones.

▪ *Unidades de acciones restringidas basadas en el desempeño:* Estas asignaciones de unidades de acciones restringidas (RSU) generalmente se confieren en acciones comunes de Sempra Energy al final de períodos de desempeño de tres años (para asignaciones otorgadas durante o después del 2015) o de cuatro años (para adjudicaciones otorgadas antes del 2015), con base en el rendimiento total de Sempra Energy para los accionistas en relación con el de los índices de mercado especificados o basados en la tasa de crecimiento anual compuesta de las utilidades por acción (EPS) de Sempra Energy. Los índices de mercado comparativos para las asignaciones que se confieren con base en el rendimiento total para los accionistas son el Índice de Servicios Públicos Standard & Poor's (S&P) 500 y el Índice S&P 500. Utilizamos las estimaciones de crecimiento a largo plazo del consenso de los analistas para las empresas pares del Índice de Servicios Públicos S&P 500, con el fin de desarrollar nuestros objetivos para las asignaciones que se confieren con base en el crecimiento de las EPS.

▪ Para asignaciones otorgadas en 2013 o antes, si el rendimiento total de Sempra Energy para los accionistas excede los niveles objetivo, se puede emitir hasta un 50% adicional del número de RSU otorgadas.

▪ Para asignaciones otorgadas durante 2014 o después de ese año, se puede emitir hasta un 100% adicional de las RSU otorgadas si el rendimiento total para los accionistas o el crecimiento de las EPS supera los niveles objetivo.

▪ Para asignaciones otorgadas en 2015 y 2016, y algunas otorgadas en 2017 y 2018, con base en el rendimiento total de Sempra Energy a los accionistas, un modificador agrega 20% al pago de la asignación (como se calculó inicialmente con base en el rendimiento total a los accionistas en relación con el de los índices de mercado especificados) por desempeño del rendimiento total a los accionistas en el cuartil superior, en relación con los datos de referencia históricos de Sempra Energy, y reduce el pago de la asignación por 20% para el desempeño en el cuartil inferior. Sin embargo, en ningún caso se emitirá más de un 100% adicional de las RSU otorgadas. Si el rendimiento se encuentra dentro del segundo o tercer cuartil, el modificador no se activa, y el pago se basa únicamente en el rendimiento total para los accionistas en relación con el de los índices de mercado especificados.

Si el rendimiento total a los accionistas o el crecimiento de las EPS de Sempra Energy está por debajo de los niveles objetivos, pero por encima de los del desempeño límite, las acciones están sujetas a una ejecución parcial a prorrata.

▪ *Otras unidades de acciones restringidas basadas en el desempeño:* Las RSU se otorgaron en 2014 y 2015 en relación con la creación de Cameron LNG JV.

◦ Las asignaciones de 2014 se ejercieron de 2015 a 2017, dado que el Comité de Compensaciones del consejo de administración de Sempra Energy determinó que se habían alcanzado los objetivos de la asociación en participación (JV). Esas asignaciones se ejercieron en el aniversario de la fecha de otorgamiento durante un período de dos o tres años.

◦ Las asignaciones de 2015 se ejercieron en 2019, cuando se cumplió con los siguientes dos preceptos: (a) el Comité de Compensaciones del consejo de administración de Sempra Energy determinó que Sempra Energy había logrado un ingreso neto acumulado positivo para los períodos fiscales del 2015 al 2017, y (b) Cameron LNG JV comenzó las operaciones comerciales del primer tren.



Unidades de acciones restringidas basadas en el servicio: Las RSU también pueden estar basadas en el servicio, y generalmente se ejercen por periodos de servicio de tres años (para asignaciones otorgadas en 2019), o al final de periodos de servicio de tres años (para asignaciones otorgadas entre 2015 y 2018), o de cuatro años (para asignaciones otorgadas antes de 2015).  
En el caso de asignaciones de las RSU, su ejercicio puede estar sujeto a una caducidad anticipada al terminar el empleo, y a un ejercicio acelerado al producirse un cambio de control, de conformidad con el plan de incentivos a largo plazo (LTIP) aplicable, considerando los contratos de liquidación, o a discreción del Comité de Compensaciones del consejo de administración de Semptra Energy. Los equivalentes de dividendos sobre acciones sujetas a las RSU se reinvierten para adquirir acciones ordinarias adicionales que pasen a estar sujetas a las mismas condiciones de ejercicio que las RSU a las que se refieren los dividendos.

## GASTOS DE COMPENSACIÓN E INCENTIVOS BASADOS EN ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2019, se autorizaron 7,662,352 acciones ordinarias, que quedaron disponibles para futuras concesiones de incentivos basados en acciones. Nuestra práctica consiste en cumplir con los incentivos basados en acciones mediante la emisión de nuevas acciones en lugar de mediante compras en el mercado abierto. Medimos y reconocemos los gastos de compensación para los incentivos de pagos basados en acciones que se hacen a nuestros empleados y directores con base en los valores razonables calculados en la fecha del otorgamiento. Reconocemos los costos de compensación netos de una tasa de desamortización estimada (basada en la experiencia histórica) y reconocemos los costos de compensación de las opciones de compra de acciones que no cumplen con los requisitos y las RSU (acciones restringidas) en forma lineal durante el período de servicio requerido de la incentivación, que generalmente es de tres o cuatro años. Sin embargo, en el caso de los incentivos que se conceden a participantes que reúnen los requisitos para la jubilación, el gasto se reconoce a lo largo del año inicial en que se concedió el incentivo, ya que éste requiere la prestación de servicios hasta el final del año en que se concedió. En el caso de incentivos que se conceden a los participantes que adquieren el derecho a la jubilación durante el período de servicio requerido, el gasto se reconoce durante el período comprendido entre la fecha de la concesión y el final del año en que se concedió el incentivo o la fecha en que el participante adquiere por primera vez el derecho a la jubilación. Prácticamente todos los incentivos pendientes se clasifican como instrumentos de capital; por lo tanto, reconocemos el capital exhibido adicional a medida que reconocemos el gasto de compensación que se relaciona con los incentivos. Reconocemos en las ganancias los beneficios fiscales (o deficiencias) resultantes de las deducciones fiscales que son superiores (o inferiores) a los beneficios fiscales relacionados con el costo de la compensación reconocido por los pagos basados en acciones.

Las subsidiarias de Sempra Energy registran un gasto para los planes en la medida en que los empleados de las subsidiarias participan en los planes y/o a las subsidiarias se les asigna una parte de los gastos de personal de la empresa de los planes de Sempra Energy. El total de los gastos de compensación basados en acciones de todos los incentivos basados en acciones de Sempra Energy se integró de la siguiente manera:

### GASTOS DE COMPENSACION BASADOS EN ACCIONES

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Gastos de compensación basados en acciones ante de impuesto sobre la renta <sup>(1)</sup>	\$ 66	\$ 76	\$ 78
Gastos por impuesto sobre la renta <sup>(1)</sup>	(18 )	(21 )	(31)
	\$ 48	\$ 55	\$ 47
Costos capitalizados de gastos de compensación basados en acciones	\$ 11	\$ 10	\$ 9
Exceso de deficiencia en el impuesto sobre la renta	\$ 4	\$ 15	\$ -
<b>SDG&amp;E:</b>			
Gastos de compensación basados en acciones, antes de impuesto sobre la renta	\$ 10	\$ 12	\$ 13
Gastos por impuesto sobre la renta	(3 )	(3 )	(5)
	\$ 7	\$ 9	\$ 8
Costos capitalizados de gastos de compensación basados en acciones	\$ 6	\$ 6	\$ 5
Exceso de deficiencia en el impuesto sobre la renta	\$ 1	\$ 3	\$ -
<b>SoCalGas:</b>			
Gastos de compensación basados en acciones, antes de impuesto sobre la renta	\$ 15	\$ 16	\$ 17
Gastos por impuesto sobre la renta	(4 )	(5 )	(7)
	\$ 11	\$ 11	\$ 10
Costos capitalizados de gastos de compensación basados en acciones	\$ 5	\$ 4	\$ 4
Exceso de deficiencia en el impuesto sobre la renta	\$ 1	\$ 2	\$ -

<sup>(1)</sup> Incluye la actividad de los incentivos emitidos por el Plan de Incentivos a Largo Plazo ("LTIP") de IEnova 2013, que se liquidan en efectivo al adquirirse con base en el precio de las acciones ordinarias de IEnova.





### OPCIONES DE COMPRA DE ACCIONES QUE NO CUMPLEN LOS REQUISITOS DE SEMPRA ENERGY

Utilizamos un modelo de fijación de precios de opciones de Black-Scholes para calcular el valor razonable de cada concesión de opciones de compra de acciones que no cumplen con los requisitos. El uso de un modelo de valuación requiere que hagamos ciertas suposiciones acerca de los insumos seleccionados del modelo. La volatilidad esperada se calcula con base en una combinación de la volatilidad histórica e implícita del precio de las acciones ordinarias de Sempra Energy. El plazo promedio previsto para las opciones se basa en el calendario de adquisición de derechos, el plazo contractual de la opción, el ejercicio previsto del empleado y el comportamiento posterior a la terminación. La tasa de interés sin riesgo se basa en las emisiones de cupón cero del Tesoro de los Estados Unidos con un plazo restante igual al plazo esperado estimado en la fecha de la concesión. Todas las opciones de compra de acciones que no cumplen los requisitos otorgados antes de 2019 estaban plenamente consolidadas y el costo de la compensación de dichas opciones de compra de acciones se reconoció en su totalidad al 31 de diciembre de 2014. En enero de 2019, el consejo de administración de Sempra Energy otorgó 261,075 opciones de compra de acciones que no cumplen con los requisitos que pueden ejercerse durante un período de tres años. El promedio ponderado del valor razonable por acción de las opciones otorgadas fue de \$13.20 dólares en 2019. Para calcular este valor razonable, utilizamos el modelo Black-Scholes con los siguientes supuestos de promedio ponderado.

### SUPUESTOS CLAVE PARA LAS OPCIONES DE COMPRA DE ACCIONES OTORGADAS

	Años terminados al 31 de diciembre de 2019	
Volatilidad del precio de las acciones	18.63	%
Periodo esperado	5.34 años	
Tasa de rendimiento sin riesgo	2.49	%
Rendimiento anual de dividendos	3.35	%

En la table siguiente se presenta un resumen de las opciones de compra de acciones que no cumplen con los requisitos al 31 de diciembre de 2019 y la actividad correspondiente al año terminado en esa fecha:

### OPCIONES DE COMPRA DE ACCIONES QUE NO CUMPLEN CON LOS REQUISITOS

	Acciones ordinarias de opciones	Precio promedio ponderado del ejercicio	Promedio ponderado del plazo contractual restante (en años)	Valor intrínseco total (en millones de dólares)
En circulación al 01 de enero de 2019	56,940	\$ 54.63		
Otorgados	261,075	\$ 106.76		
Ejercidos	(52,540 )	\$ 54.52		
Desamortizadas/canceladas	(17,898 )	\$ 106.76		
En circulación al 31 de diciembre de 2019	247,577	\$ 105.86	8.85	\$11
Otorgadas o en espera de que se otorguen al 31 de diciembre de 2019	237,236	\$ 105.82	8.84	\$11
Ejercidas al 31 de diciembre de 2019	4,400	\$ 55.90	0.01	\$-

El valor intrínseco total al 31 de diciembre de 2019 es el total de la diferencia entre el precio de cierre de las acciones ordinarias de Sempra Energy y el precio de ejercicio de todas las opciones de compra de valores a precio menor que el precio de mercado actual. El valor intrínseco total de las opciones de compra de acciones que no cumplen con los requisitos que se ejercieron en los últimos tres años fue

- \$4 millones de dólares en 2019
- \$9 millones de dólares en 2018
- \$9 millones de dólares en 2017

Se prevé que en un período promedio ponderado de 2.03 años se reconozca una cantidad insignificante del costo total de la indemnización relacionada con las opciones de compra de acciones no otorgadas que aún no se han reconocido al 31 de diciembre de 2019.

Recibimos un efectivo de \$3 millones de dólares de ejercicios de opciones de compra de acciones durante 2019.



## ACCIONES RESTRINGIDAS (RSU) SEMPRA ENERGY

En 2019 usamos un modelo de simulación de Monte-Carlo para calcular el valor razonable de nuestras RSU que se otorgan con base en el rendimiento total de Sempra Energy a los accionistas. Nuestro cálculo del valor razonable se ve afectada por la volatilidad histórica de las acciones ordinarias de Sempra Energy y sus empresas del grupo. La valoración también se ve afectada por las tasas de rendimiento sin riesgo y otras variables. A continuación, se presentan las principales hipótesis para las RSU concedidas en los últimos tres años:

### PRINCIPALES HIPÓTESIS PARA LAS ACCIONES RESTRINGIDAS (RSU) CONCEDIDAS

	Años terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
Volatilidad del precio de las acciones	17.74 %	17.46 %	17.24%
Tasas de rendimiento sin riesgo	2.46 %	2.00 %	1.49%

La siguiente tabla muestra un resumen de las RSU al 31 de diciembre de 2019 y la actividad del año que terminó en esa fecha:

### ACCIONES RESTRINGIDAS

	Acciones restringidas basadas en su rendimiento		Acciones restringidas basadas en su servicio	
	Unidades	Promedio ponderado fecha de otorgamiento del valor razonable	Unidades	Promedio ponderado fecha de otorgamiento del valor razonable
No otorgadas al 1 de enero de 2019	1,242,169	\$ 106.11	402,361	\$ 105.01
Concedidas	389,825	\$ 113.54	260,594	\$ 112.50
Otorgadas	(142,820 )	\$ 100.28	(209,395 )	\$ 102.68
Desamortizadas	(402,193 )	\$ 103.34	(37,773 )	\$ 110.25
No otorgadas al 31 de diciembre de 2019 <sup>(1)</sup>	1,086,981	\$ 109.85	415,787	\$ 119.96
Se espera que se confiera al 31 de diciembre de 2019	1,066,375	\$ 109.89	408,782	\$ 109.65

(1) Cada RSU representa el derecho a recibir una acción de nuestras acciones ordinarias si se cumplen las condiciones de rendimiento aplicables. Para todas las RSU basadas en el rendimiento, se puede emitir hasta un 100% adicional de las acciones representadas por las RSU si Sempra Energy supera las condiciones de rendimiento objetivo.

En 2019, 2018 y 2017, el valor razonable total de las acciones RSU otorgadas durante el año fue de \$36 millones de dólares, \$32 millones de dólares y \$45 millones de dólares, respectivamente.

Se prevé que los \$32 millones de dólares del costo total de la compensación relacionado con las RSU no otorgadas que aún no se han reconocido al 31 de diciembre de 2019 se reconocerán a lo largo de un período promedio ponderado de 2.07 años. El promedio ponderado de los valores razonables por acción para las RSU basadas en el rendimiento otorgadas fue de \$105.03 dólares y \$110.54 dólares en 2018 y 2017, respectivamente. El promedio ponderado de los valores razonables por acción para las RSU basadas en el servicio que se otorgaron fue de \$107.60 dólares y \$101.88 dólares en 2018 y 2017, respectivamente.



## NOTA II. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

Utilizamos instrumentos derivados principalmente para administrar el riesgo que surge en el curso normal de los negocios. Nuestros principales riesgos son riesgos del mercado de productos genéricos, el riesgo del tipo de interés de referencia y el riesgo al tipo de cambio de divisas. Nuestro uso de derivados para estos riesgos está integrado en la administración económica de nuestros ingresos previstos, gastos anticipados, activos y pasivos. Los derivados pueden ser eficaces para mitigar estos riesgos: (1) que puedan dar lugar a una disminución de los ingresos previstos o a un aumento de los gastos previstos, o (2) que el valor de nuestros activos disminuya o aumente nuestro pasivo. En consecuencia, nuestra actividad de derivados que se resume a continuación representa generalmente un impacto que tiene por objeto compensar los ingresos, los gastos, los activos o los pasivos relacionados que no se incluyen en las tablas que figuran a continuación. En ciertos casos, aplicamos la excepción normal de compra o venta a los instrumentos derivados y tenemos otros Contratos de bienes genéricos que no son derivados. Estos contratos no se registran a su valor razonable y, por lo tanto, se excluyen de la información que figura a continuación. En todos los demás casos, registramos los derivados a su valor razonable en el Balance General Consolidado. Tenemos derivados que son (1) coberturas de flujo de caja, (2) coberturas de valor razonable, o (3) no designados. En función de la aplicabilidad de la contabilidad de cobertura y, en el caso de Servicios Públicos de California y otras operaciones sujetas a la contabilidad normativa, el requisito de trasladar los impactos a los clientes, el impacto de los instrumentos derivados puede compensarse en OCI (coberturas de flujo de caja), en el Balance General (compensaciones reglamentarias) o reconocerse en los resultados (coberturas de valor razonable). Clasificamos los flujos de efectivo de las liquidaciones principales de operaciones de swaps con moneda cruzada que cubren el riesgo que se relaciona con la deuda denominada en pesos mexicanos como actividades de financiamiento y las liquidaciones de otros instrumentos derivados como actividades de operación en los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados.

### CONTABILIDAD PARA COBERTURAS

Podemos designar un derivado como un instrumento de cobertura del flujo de efectivo si convierte efectivamente los flujos de efectivo previstos que se relacionan con los ingresos o gastos en una cantidad fija en dólares. Podemos utilizar la contabilidad para coberturas del flujo de efectivo para los instrumentos derivados de productos genéricos, los instrumentos de divisas y los instrumentos de tasas de interés. La designación de coberturas de flujo de caja depende del contexto comercial en el que se utilice el instrumento, la eficacia del instrumento para compensar el riesgo de que los flujos de caja futuros de una determinada partida de ingresos o gastos puedan variar, al igual que otros criterios.

### DERIVADOS DE ENERGÍA

Nuestro riesgo de mercado está relacionado principalmente con la volatilidad de los precios del gas natural y la electricidad y los lugares físicos específicos donde realizamos las operaciones. Utilizamos derivados de energía para administrar estos riesgos. El uso de derivados de energía en nuestros diversos negocios depende del mercado de energía en particular, y de los entornos operativos y reglamentarios aplicables al negocio, de la siguiente manera:

- Las empresas de servicios públicos de California utilizan derivados del gas natural y la electricidad en beneficio de los clientes con el objetivo de administrar el riesgo de los precios y los riesgos de base, estabilizar y reducir los costos del gas natural y la electricidad. Estos derivados incluyen posiciones de precio fijo de gas natural y electricidad, opciones e instrumentos de riesgo de base, que son instrumentos financieros extrabursátiles, o bien operaciones físicas bilaterales. Esta actividad se rige por planes de administración de riesgos y de actividades de operaciones que han sido presentados y aprobados por la CPUC. Las actividades de gas natural y derivados de la electricidad se registran como costos de productos genéricos que se compensan con los saldos de las cuentas reglamentarias y se recuperan en las tasas. Los impactos del costo neto de los productos genéricos en los Estados Consolidados de Resultados de operaciones se reflejan en el Costo del Combustible Eléctrico y el Poder Adquisitivo o en el Costo del Gas Natural.
- SDG&E se asigna y puede adquirir CRR (Derechos de Ingresos por Congestión (CRR)), que sirven para reducir el riesgo de volatilidad del precio de la electricidad regional que puede resultar de las limitaciones de la capacidad de transmisión local. Las ganancias y pérdidas no realizadas no afectan a las ganancias, ya que se compensan con los saldos de las cuentas reglamentarias. Las ganancias y pérdidas realizadas relacionadas con las CRR, que son recuperables en las tarifas, se registran en el Costo del Combustible Eléctrico y el Poder Adquisitivo en los Estados Consolidados de Resultados.



Sempra México y Sempra LNG pueden utilizar gas natural y derivados de la electricidad, según corresponda, para mejorar las ganancias de sus activos que respaldan los siguientes negocios: LNG, transporte y almacenamiento de gas natural y generación de energía. Las ganancias y las pérdidas relacionadas con los derivados no designados se reconocen en los Ingresos de las Empresas relacionadas con la Energía o en el Costo de las Ventas de Empresas Relacionadas con la Energía en los Estados Consolidados de Resultados. Algunos de estos derivados también pueden ser designados como coberturas de flujos de efectivo. Sempra México también puede utilizar derivados de energía de gas natural con el objetivo de administrar el riesgo de precios y reducir los precios del gas natural en sus operaciones de distribución. Estos derivados, que se registran como costos de productos genéricos que se compensan con los saldos de las cuentas reglamentarias y se recuperan en las tasas, se reconocen en el Costo del Gas Natural en los Estados Consolidados de Resultados.

En cualquier momento, varias de nuestras empresas, incluidas las empresas de servicios públicos de California, pueden utilizar otros derivados de la energía para cubrir el riesgo como el precio del combustible para vehículos y las asignaciones de gases de efecto invernadero.

En la siguiente tabla se resumen los volúmenes netos de los derivados de la energía

## VOLUMENES NETOS DE DERIVADOS DE ENERGÍA

(Cantidades expresadas en millones)

Productos genéricos	Unidad de medida	al 31 de diciembre de	
		2019	2018
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>			
Gas natural	MMBtu	32	35
Electricidad	MWh	2	2
Derechos de Ingresos por Congestión	MWh	48	52
<b>SDG&amp;E:</b>			
Gas natural	MMBtu	37	33
Electricidad	MWh	2	2
Derechos de Ingresos por Congestión	MWh	48	52
<b>SoCalGas:</b>			
Gas natural	MMBtu	2	-

Además de las cantidades mencionadas anteriormente, utilizamos derivados de productos genéricos para administrar los riesgos relacionados con la ubicación física de las obligaciones contractuales y los activos, como las compras y ventas de gas natural.





## DERIVADOS DE TASAS DE INTERÉS

Estamos expuestos a las tasas de interés principalmente como resultado de nuestro uso actual y previsto del financiamiento. Las empresas de servicios públicos de California, así como Sempra Energy y sus otras subsidiarias y las asociaciones en participación, celebran periódicamente contratos de derivados de tasas de interés con el fin de moderar nuestro riesgo a las tasas de interés y reducir nuestros costos generales de endeudamiento. Además, podemos utilizar intercambios de tasas de interés, normalmente designados como coberturas de flujo de efectivo, para fijar las tasas de interés de la deuda pendiente o en previsión de futuras financiaciones. Por otra parte, la VIE Otay Mesa celebró contratos de intercambio de tasa de interés, designados como coberturas de flujo de efectivo, para moderar su riesgo a los cambios de los tipos de interés.

La siguiente tabla presenta los montos teóricos netos de nuestros derivados de tasas de interés, excluyendo las asociaciones en participación.

## DERIVADOS DE TASAS DE INTERÉS

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de 2019		al 31 de diciembre de 2018	
	Deuda teórica	Vencimiento	Deuda teórica	Vencimiento
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Cobertura de flujo de efectivo <sup>(1)</sup>	\$ 1,445	2020-2034	\$ 594	2019-2032
<b>SDG&amp;E:</b>				
Cobertura de flujo de efectivo <sup>(1)</sup>	-	-	142	2019

(1) Incluye VIE Otay Mesa. Todos los derivados de tasas de interés de SDG&E se refieren a la VIE Otay Mesa. El 14 de agosto de 2019, OMEC LLC pagó en su totalidad su préstamo de tasa variable y terminó sus intercambios de tasas de interés.

## DERIVADOS DE DIVISAS

Utilizamos operaciones de swaps con moneda cruzada para cubrir el riesgo relacionado con la deuda denominada en pesos mexicanos en nuestras subsidiarias mexicanas y asociaciones en participación. Estas coberturas de flujo de efectivo intercambian nuestros pagos de capital e intereses denominados en pesos mexicanos por dólares de los Estados Unidos e intercambian las tasas de interés variables mexicanas por tasas de interés fijas de los Estados Unidos. En cualquier momento, Sempra México y sus asociaciones en participación pueden utilizar otros derivados de divisas para cubrir el riesgo relacionados con los flujos de efectivo asociados a los ingresos de los contratos denominados en pesos mexicanos que están indexados al dólar de los Estados Unidos. También estamos expuestos a las fluctuaciones del tipo de cambio en nuestras subsidiarias mexicanas y asociaciones en participación, que tienen saldos de efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda (activos y pasivos monetarios) denominados en dólares de los Estados Unidos que dan lugar a fluctuaciones del tipo de cambio de la moneda mexicana para fines del impuesto sobre la renta en México. También tienen activos y pasivos de impuesto sobre la renta diferidos denominados en peso mexicano, que deben convertirse a dólares de los Estados Unidos para fines de información financiera. Además, los activos y pasivos monetarios y determinados activos y pasivos no monetarios se ajustan a la inflación mexicana para fines del impuesto sobre la renta en México. Utilizamos derivados de divisas como medio para administrar el riesgo de fluctuaciones significativas en nuestro gasto por impuesto sobre la renta y participación en resultados por estos impactos. Sin embargo, generalmente no cubrimos nuestros activos y pasivos de impuesto sobre la renta diferido o para la inflación.

También utilizamos derivados de divisa para cubrir el riesgo a las fluctuaciones del sol peruano relacionadas con la venta de nuestras operaciones en el Perú.

La siguiente tabla presenta los montos nominales netos de nuestros derivados de divisa, excluyendo las asociaciones en participación

### DERIVADOS DE DIVISA

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de 2019		al 31 de diciembre de 2018	
	Cantidad teórica	Vencimiento	Cantidad teórica	Vencimiento
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Operaciones de swaps con moneda cruzada	\$ 306	2020-2023	\$ 306	2019-2023
Otros derivados de divisa	1,796	2020-2021	1,158	2019-2020

### PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

El Balance General Consolidado refleja la compensación de las posiciones netas de derivados y la garantía en efectivo con la misma contraparte cuando existe un derecho por ley de compensación. En las siguientes tablas se indican los valores razonables de los instrumentos derivados en los Balance General Consolidado, incluido el monto de las cuentas por cobrar de la garantía en efectivo que no se compensaron, ya que la garantía en efectivo era superior a las posiciones pasivas.


**INSTRUMENTOS DE DERIVADOS EN EL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO**

(En millones de dólares)

al 31 de diciembre de 2019

	Otros activos circulantes <sup>(1)</sup>	Otros pasivos de largo plazo	Otros pasivos circulantes	Créditos diferidos y otros
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Derivados designados como instrumentos de cobertura				
Tasa de interés e instrumentos cambiarios	\$ -	\$ 3	\$ (17 )	\$ (140)
Derivados designados como instrumentos de cobertura				
Instrumentos cambiarios	41	-	(20 )	-
Instrumentos cambiarios relacionados con la compensación	(20 )	-	20	-
Contratos de productos genéricos no sujetos a recuperación de tasas	34	11	(41 )	(10)
Contratos de productos genéricos relacionados con la compensación	(32 )	(2 )	32	2
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	41	76	(47 )	(47)
Contratos de productos genéricos relacionados con la compensación	(6 )	(3 )	6	3
Garantía de efectivo relacionada con la compensación	-	-	14	-
Cantidades netas presentadas en el Balance General	58	85	(53 )	(192)
Garantía adicional en efectivo para contratos de productos genéricos no sujeto a la recuperación de la tasa	43	-	-	-
Garantía adicional en efectivo para contratos de productos genéricos sujeto a la recuperación de la tasa	25	-	-	-
Total (2)	\$ 126	\$ 85	\$ (53 )	\$ (192)
<b>SDG&amp;E:</b>				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	\$ 30	\$ 76	\$ (41 )	\$ (47)
Contratos de productos genéricos relacionados con la compensación	(4 )	(3 )	4	3
Garantía de efectivo relacionada con la compensación	-	-	14	-
Cantidades netas presentadas en el Balance General	26	73	(23 )	(44)
Garantía adicional en efectivo para contratos de productos genéricos sujeto a la recuperación de la tasa	16	-	-	-
Total (2)	\$ 42	\$ 73	\$ (23 )	\$ (44)
<b>SoCalGas:</b>				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	\$ 11	\$ -	\$ (6 )	\$ -
Contratos de productos genéricos relacionados con la compensación	(2 )	-	2	-
Cantidades netas presentadas en el Balance General	9	-	(4 )	-
Garantía adicional en efectivo para contratos de productos genéricos sujeto a la recuperación de la tasa	9	-	-	-
Total	\$ 18	\$ -	\$ (4 )	\$ -


**INSTRUMENTOS DE DERIVADOS EN EL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO**
*(En millones de dólares)*
**al 31 de diciembre de 2019**

	Otros activos circulantes <sup>(1)</sup>	Otros pasivos de largo plazo	Otros pasivos circulantes	Créditos diferidos y otros
<b>Sempre Energy Consolidado:</b>				
Derivados designados como instrumentos de cobertura				
Tasa de interés e instrumentos cambiarios <sup>(2)</sup>	\$ 2	\$ -	\$ (3)	\$ (147)
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de productos genéricos no sujetos a recuperación de tasas	153	7	(164)	(6)
Contratos de productos genéricos relacionados con la compensación	(133)	(3)	133	3
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	64	233	(42)	(72)
Contratos de productos genéricos relacionados con la compensación	(6)	(2)	6	2
Garantía de efectivo relacionada con la compensación	-	-	-	2
Cantidades netas presentadas en el Balance General	80	235	(70)	(218)
Garantía adicional en efectivo para contratos de productos genéricos no sujeta a la recuperación de la tasa	19	-	-	-
Garantía adicional en efectivo para contratos de productos genéricos sujeta a la recuperación de la tasa	33	-	-	-
Total <sup>(3)</sup>	\$ 132	\$ 235	\$ (70)	\$ (218)

**SDG&E:**

Derivados designados como instrumentos de cobertura:				
Instrumentos de tasa de interés <sup>(2)</sup>	\$ -	\$ -	\$ (1)	\$ -
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	60	233	(37)	(72)
Contratos de productos genéricos relacionados con la compensación	(6)	(2)	6	2
Garantía de efectivo relacionada con la compensación	-	-	-	2
Cantidades netas presentadas en el Balance General	54	231	(32)	(68)
Garantía adicional en efectivo para contratos de productos genéricos sujeta a la recuperación de la tasa	28	-	-	-
Total <sup>(3)</sup>	\$ 82	\$ 231	\$ (32)	\$ (68)

**SoCalGas:**

Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	\$ 4	\$ -	\$ (5)	\$ -
Cantidades netas presentadas en el Balance General	4	-	(5)	-
Garantía adicional en efectivo para contratos de productos genéricos sujeta a la recuperación de la tasa	5	-	-	-
Total	\$ 9	\$ -	\$ (5)	\$ -

(1) Incluido en Activos Circulantes: Contratos de precio fijo y otros derivados para SDG&E..

(2) Incluye VIE Otay Mesa. Todos los montos de SDG&E se relacionan con la VIE Otay Mesa

(3) Se excluyen los contratos de compra normales previamente medidos a valor razonable.





En la tabla que se muestra a continuación se incluyen los efectos de los instrumentos derivados designados como coberturas del flujo de efectivo en los Estados Consolidados de Resultados y en OCI y AOCI.

## IMPACTOS DE COBERTURA DE FLUJO DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

Ganancias reconocidas en OCI antes de impuestos (pérdidas)				Ganancia reclasificada de AOCI en utilidades antes de impuestos (pérdida)			
Años terminados al 31 de diciembre de				Años terminados al 31 de diciembre de			
2019	2018	2017	Posición	2019	2018	2017	
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>							
Tasa de interés e instrumentos cambiarios <sup>(1)</sup>	\$ (5)	\$ 31	\$ 19	Gastos por intereses <sup>(1)</sup>	\$ (3)	\$ -	\$ 4
				Otros ingresos netos	9	2	-
Instrumentos de tasa de interés	-	-	-	Utilidad en venta de activos	(10)	(9)	-
Tasa de interés y instrumentos cambiarios	(174)	41	(34)	Participación en resultados	(5)	(7)	(20)
Instrumentos cambiarios	(8)	(4)	4	Ingresos: Negocios relacionados con la energía	(2)	1	2
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	-	-	3	Ingresos: Negocios relacionados con la energía	-	-	(9)
Total	\$ (187)	\$ 68	\$ (8)		\$ (11)	\$ (13)	\$ (23)
<b>SDG&amp;E:</b>							
Instrumentos de tasa de interés <sup>(1)</sup>	\$ (1)	\$ 1	\$ (2)	Gastos por intereses (1)	\$ (3)	\$ (7)	\$ (13)
<b>SoCalGas:</b>							
Instrumentos de tasa de interés	\$ -	\$ -	\$ -	Gastos por intereses	\$ (1)	\$ (1)	\$ -

(1) Las cantidades incluyen VIE Otay Mesa. Toda la actividad de derivados de tasas de interés de SDG&E se relaciona con la VIE Otay Mesa. El 14 de agosto de 2019, OMEC LLC pagó en su totalidad su préstamo de tasa variable y terminó intercambios de tasas de interés.

En el caso de Sempra Energy Consolidado, esperamos que las pérdidas netas de \$26 millones de dólares, que son netas de los Gastos por impuesto sobre la renta, que se registran actualmente en AOCI (Otras utilidades integrales acumuladas) relacionadas con las coberturas del flujo de efectivo, se reclasifiquen en las ganancias durante los próximos 12 meses a medida que los elementos cubiertos afecten a las utilidades. SoCalGas espera que \$1 millón de dólares de pérdidas, netas de los Gastos por impuesto sobre la renta, que se registran actualmente en AOCI relacionadas con las coberturas del flujo de efectivo se reclasifiquen en las utilidades durante los próximos 12 meses a medida que las partidas cubiertas afecten a las utilidades. Las cantidades reales que se reclasifiquen en última instancia en las utilidades dependerán de las tasas de interés vigentes cuando venzan los contratos de derivados. Para todas las operaciones pronosticadas, el plazo máximo restante sobre el que estamos cubriendo el riesgo a la variabilidad de los flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2019 es de aproximadamente 15 años para Sempra Energy Consolidado. El plazo máximo restante durante el cual estamos cubriendo el riesgo a la variabilidad de los flujos de efectivo en nuestras sociedades participadas por el método de participación es de 20 años.

En la siguiente tabla se resumen los efectos de los instrumentos derivados no designados como instrumentos de cobertura en los Estados Consolidados de Resultados

### IMPACTOS DE LOS DERIVADOS NO DESIGNADOS

(en millones de dólares)

		Ganancias (pérdidas) antes de impuestos de los derivados reconocidos en las utilidades		
		Años terminados al 31 de diciembre de		
	Posición	2019	2018	2017
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>				
Instrumentos cambiarios	Otros ingresos netos	\$ 25	\$ 3	\$ 49
Contratos de productos genéricos no sujetos a recuperación de tasas	Ingresos: Negocios relacionados con la energía	12	26	16
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	Costo del Combustible Eléctrico y la Energía Eléctrica Comprada	(140 )	279	54
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	Costo del gas natural	3	5	(2)
Total		\$ (100 )	\$ 313	\$ 117
<b>SDG&amp;E:</b>				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	Costo del Combustible Eléctrico y la Energía Eléctrica Comprada	\$ (140 )	\$ 279	\$ 54
<b>SoCalGas:</b>				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	Costo del gas natural	\$ 3	\$ 5	\$ (2)

### CARACTERÍSTICAS CONTINGENTES

En el caso de Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas, algunos de nuestros instrumentos derivados contienen límites de crédito que varían según nuestras calificaciones crediticias. Por lo general, estas disposiciones, si son aplicables, pueden reducir nuestro límite de crédito si una agencia calificadora crediticia específica reduce nuestras calificaciones. En determinados casos, si nuestras calificaciones crediticias descienden por debajo del grado de inversión, la contraparte de estos instrumentos de responsabilidad derivados podría solicitar el pago inmediato o exigir una garantía total inmediata y continua.

En el caso de Sempra Energy Consolidado, el valor razonable total de este grupo de instrumentos derivados en una posición pasiva neta al 31 de diciembre de 2019 y 2018 era de \$21 millones de dólares y \$16 millones de dólares, respectivamente. Para SoCalGas, el valor razonable total de este grupo de instrumentos derivados en una posición pasiva neta al 31 de diciembre de 2019 y 2018 fue de \$4 millones de dólares y \$5 millones de dólares, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019, si las calificaciones crediticias de Sempra Energy o SoCalGas se redujeran por debajo del grado de inversión, podría exigirse que se contabilizaran \$21 millones de dólares y \$4 millones de dólares, respectivamente, de activos adicionales como garantía para estos contratos de derivados.

En el caso de Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas, algunos de nuestros contratos de derivados contienen una disposición que permitiría a la contraparte, en determinadas circunstancias, solicitar una garantía adecuada de nuestro desempeño en virtud de los contratos. Dicha garantía adicional, de ser necesaria, no es prescindible y no está incluida en los montos anteriores.



## NOTA 12. MEDICIONES A VALOR RAZONABLE

### MEDICIONES RECURRENTES DEL VALOR RAZONABLE

Las tres tablas que se muestra a continuación, por nivel dentro de la jerarquía de valor razonable, establecen nuestros activos y pasivos financieros que se contabilizaron a valor razonable de manera recurrente al 31 de diciembre de 2019 y 2018. Clasificamos los activos y pasivos financieros en su totalidad basándonos en el nivel más bajo de insumo que es significativo para la medición del valor razonable.

Nuestra evaluación de la importancia de un determinado insumo para la medición del valor razonable requiere un criterio, y puede afectar la valuación de los activos y pasivos de valor razonable, y su colocación dentro de la jerarquía de valor razonable.

El valor razonable de los activos y pasivos derivados de productos genéricos se presenta de acuerdo con nuestra política de compensación, tal como se explica en la Nota 11 en "Presentación de los Estados Financieros".

El cálculo del valor razonable, que se muestra en las tablas que se muestra a continuación, integra diversos factores, entre ellos, la solvencia crediticia de las contrapartes involucradas y los efectos de las mejoras crediticias (como los depósitos en efectivo, las cartas de crédito y los intereses prioritarios).

Nuestros activos y pasivos financieros que se contabilizaron a valor razonable de forma recurrente en las tablas que se muestra a continuación incluyen lo siguiente (además de una inversión de \$5 millones y \$10 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, medidos en NAV):

- Los fideicomisos de desmantelamiento nuclear reflejan los activos del NDI de SIX&F, excluyendo los saldos de efectivo. Un tercer fideicomisario valúa los activos del fideicomiso utilizando los precios de un servicio de fijación de precios basado en un enfoque de mercado. Validamos estos precios por comparación con los precios de otras fuentes de datos independientes. Los valores se valúan utilizando precios cotizados en bolsas de valores reconocidas a nivel nacional o basados en los precios de cierre informados en el mercado activo en el que se bursatiza el valor idéntico (Nivel 1). Los demás valores se valúan con base en los rendimientos actualmente disponibles para valores comparables de emisores con calificaciones crediticias similares (Nivel 2).
- En el caso de los contratos de productos genéricos, los derivados de las tasas de interés y los instrumentos cambiarios, utilizamos principalmente un enfoque de mercado o de utilidades con supuestos de los participantes en el mercado para valorar estos derivados. Las hipótesis de los participantes en el mercado incluyen las relativas al riesgo, y el riesgo inherente en los insumos a las técnicas de valuación. Estos datos pueden ser fácilmente observables, corroborados por el mercado o generalmente inobservables. Tenemos derivados negociados en bolsa que se valúan con base en los precios cotizados en mercados activos para los instrumentos idénticos (Nivel 1). También podemos tener otros derivados de productos genéricos que se valúan utilizando modelos estándar del sector que consideran los precios cotizados a futuro de los productos genéricos, el valor temporal, los precios actuales de mercado y contractuales de los instrumentos subyacentes, los factores de volatilidad y otras medidas económicas pertinentes (Nivel 2). Las partidas recurrentes del Nivel 3 se relacionan con las CRR (Derechos de Ingresos por Congestión) y las posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo en SDG&E, como se analiza más adelante en "Información de Nivel 3".
- Las inversiones de fideicomiso de rabino (sujeto a término) incluyen valores comercializables que valuamos utilizando un enfoque de mercado basado en los precios de cierre que se informan en el mercado activo en el que se negocia el valor idéntico (Nivel 1). Estas inversiones en valores negociables fueron insignificantes tanto al 31 de diciembre de 2019 como de 2018.


**MEDICIONES A VALOR RAZONABLE RECURRENTES - SEMPRA ENERGY CONSOLIDADO**
*(En millones de dólares)*

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2019			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:				
Valores de capital	\$ 503	\$ 6	\$ -	\$ 509
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro de los Estados Unidos y otras empresas y dependencias de gobierno de los Estados Unidos	46	11	-	57
Bonos municipales	-	282	-	282
Otros valores	-	226	-	226
Total de valores de deuda	46	519	-	565
Total de fideicomisos de desmantelamiento nuclear <sup>(1)</sup>	549	525	-	1,074
Tasa de interés e instrumentos cambiarios	-	24	-	24
Contratos de productos genéricos no sujetos a recuperación de tasas	-	11	-	11
Efecto de compensación y la asignación de garantías <sup>(2)</sup>	43	-	-	43
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	5	8	95	108
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(2)</sup>	11	8	6	25
<b>Total</b>	<b>\$ 608</b>	<b>\$ 576</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 1,285</b>
<b>Pasivos:</b>				
Tasa de interés e instrumentos cambiarios	\$ -	\$ 157	\$ -	\$ 157
Contratos de productos genéricos no sujetos a recuperación de tasas	-	17	-	17
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	14	4	67	85
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(2)</sup>	(14)	-	-	(14)
<b>Total</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 178</b>	<b>\$ 67</b>	<b>\$ 245</b>

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2018			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:				
Valores de capital	\$ 407	\$ 4	\$ -	\$ 411
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro de los Estados Unidos y otras empresas y dependencias de gobierno de los Estados Unidos	43	10	-	53
Bonos municipales	-	269	-	269
Otros valores	-	234	-	234
Total de valores de deuda	43	513	-	556
Total de fideicomisos de desmantelamiento nuclear <sup>(1)</sup>	450	517	-	967
Tasa de interés e instrumentos cambiarios	-	2	-	2
Contratos de productos genéricos no sujetos a recuperación de tasas	-	24	-	24
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(2)</sup>	19	-	-	19
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	2	9	278	289
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(2)</sup>	28	-	5	33
<b>Total</b>	<b>\$ 499</b>	<b>\$ 552</b>	<b>\$ 283</b>	<b>\$ 1,334</b>
<b>Pasivos:</b>				
Tasa de interés e instrumentos cambiarios	\$ -	\$ 150	\$ -	\$ 150
Contratos de productos genéricos no sujetos a recuperación de tasas	-	34	-	34
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	2	5	99	106
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(2)</sup>	(2)	-	-	(2)
<b>Total</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 189</b>	<b>\$ 99</b>	<b>\$ 288</b>

**MEDICIONES A VALOR RAZONABLE RECURRENTES - SDG&E**
*(En millones de dólares)*





Traducción del inglés al español

Valor razonable al 31 de diciembre de 2019

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:				
Valores de capital	\$ 503	\$ 6	\$ -	\$ 509
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro de los Estados Unidos y otras empresas y dependencias de gobierno de los Estados Unidos	46	11	-	57
Bonos municipales	-	282	-	282
Otros valores	-	226	-	226
Total de valores de deuda	46	519	-	565
Total de fideicomisos de desmantelamiento nuclear <sup>(1)</sup>	549	525	-	1,074
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	1	3	95	99
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(2)</sup>	10	-	6	16
<b>Total</b>	<b>\$ 560</b>	<b>\$ 528</b>	<b>\$ 101</b>	<b>\$ 1,189</b>
<b>Pasivos</b>				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	14	-	67	81
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(2)</sup>	(14)	-	-	(14)
<b>Total</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 67</b>	<b>\$ 67</b>

Valor razonable al 31 de diciembre de 2018

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
<b>Activos:</b>				
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear:				
Valores de capital	\$ 407	\$ 4	\$ -	\$ 411
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro de los Estados Unidos y otras empresas y dependencias de gobierno de los Estados Unidos	43	10	-	53
Bonos municipales	-	269	-	269
Otros valores	-	234	-	234
Total de valores de deuda	43	513	-	556
Total de fideicomisos de desmantelamiento nuclear <sup>(1)</sup>	450	517	-	967
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	1	6	278	285
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(2)</sup>	23	-	5	28
<b>Total</b>	<b>\$ 474</b>	<b>\$ 523</b>	<b>\$ 283</b>	<b>\$ 1,280</b>
<b>Pasivos:</b>				
Instrumentos de tasa de interés	\$ -	\$ 1	\$ -	\$ 1
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	2	-	99	101
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(2)</sup>	(2)	-	-	(2)
<b>Total</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 1</b>	<b>\$ 99</b>	<b>\$ 100</b>

(1) Excluye efectivo y equivalentes de efectivo.

(2) Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar los contratos en virtud de acuerdos maestros de compensación y con garantías en efectivo, así como las garantías en efectivo no compensadas

**MEDICIONES A VALOR RAZONABLE RECURRENTE - SOCIALGAS**



Valor razonable al 31 de diciembre de 2019				
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos:				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	\$ 4	\$ 5	\$ -	\$ 9
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(1)</sup>	1	8	-	9
Total	\$ 5	\$ 13	\$ -	\$ 18
Pasivos:				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	\$ -	\$ 4	\$ -	\$ 4
Total	\$ -	\$ 4	\$ -	\$ 4

Valor razonable al 31 de diciembre de 2018				
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos:				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	\$ 1	\$ 3	\$ -	\$ 4
Efecto de compensación y asignación de garantías <sup>(1)</sup>	5	-	-	5
Total	\$ 6	\$ 3	\$ -	\$ 9
Liabilities:				
Contratos de productos genéricos sujetos a recuperación de tasas	\$ -	\$ 5	\$ -	\$ 5
Total	\$ -	\$ 5	\$ -	\$ 5

<sup>(1)</sup> Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar los contratos en virtud de acuerdos maestros de compensación y con garantías en efectivo, así como las garantías en efectivo no compensadas

### Información del nivel 3

En la tabla que se muestra a continuación se establecen conciliaciones de los cambios en el valor razonable de los (CRR) Derechos de ingresos por Congestión y las posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo clasificadas como Nivel 3 en la jerarquía de valor razonable para Sempra Energy Consolidado y SDG&E.

### CONCILIACIONES DE NIVEL 3 <sup>(1)</sup>

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Saldo al 01 de enero	\$ 179	\$ (28)	\$ (74)
Ganancias (pérdidas) realizadas y no realizadas	(184)	209	34
Instrumentos de transmisión asignados	6	10	6
Liquidaciones	27	(12)	6
Saldo al 31 de diciembre	\$ 28	\$ 179	\$ (28)
Variación de las ganancias (pérdidas) no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se conservan al 31 de diciembre	\$ (139)	\$ 183	\$ 30

<sup>(1)</sup> Excluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar contratos en virtud de acuerdos maestros de compensación



Los datos utilizados para determinar el valor razonable de los CRR (Derechos de Ingresos por Congestión) y las posiciones de electricidad de precio fijo se revisan y comparan con las condiciones del mercado para determinar si son razonables. SDG&E espera que todos los costos relacionados con estos instrumentos sean recuperables a través de las tarifas de los clientes. Por lo tanto, no hay impacto en las utilidades por las variaciones en el valor razonable de estos instrumentos.

Los CRR se registran a un valor razonable basado casi en su totalidad en los precios de subasta más actuales publicados por la ISO de California, una fuente objetiva. Los precios de subasta anuales se publican una vez al año, normalmente a mediados de noviembre, y son la base para valorar los CRR que se liquidan al año siguiente. En el caso de los CRR que se liquidan entre el 1º de enero y el 31 de diciembre, los insumos de precios de la subasta, en un lugar determinado, se situaron en los siguientes rangos para los años que se indican a continuación:

#### DERECHOS DE INGRESOS POR CONGESTIÓN PRECIO DE SUBASTA DE LOS INSUMOS

Año de liquidación	Precio por MWh (megavatios-hora)				Precio promedio por MWh (megavatios- hora)
2020	\$	(3.77)	a	\$ 6.03	\$ (1.58)
2019		(8.57)	a	35.21	(2.94)
2018		(7.25)	a	11.99	0.09

El impacto relacionado con el descuento es insignificante. Debido a que estos precios de subasta son un insumo menos observable, estos instrumentos se clasifican como Nivel 3. El valor razonable de estos instrumentos se deriva de las diferencias de precios de subasta entre dos posiciones. Los valores positivos entre dos posiciones representan las reducciones futuras esperadas de los costos de congestión, mientras que los valores negativos entre dos ubicaciones representan los cargos futuros esperados. La valuación de nuestros CRR es sensible a un cambio en el precio de la subasta. Si los precios de la subasta en un lugar aumentan (disminuyen) en relación con otro lugar, esto podría dar lugar a una medición del valor razonable más alta (más baja). Resumimos los volúmenes de los CRR en la Nota 11. Las posiciones de electricidad de precio fijo a largo plazo que se valúan utilizando datos importantes no observables se clasifican como de nivel 3 porque los términos del contrato se refieren a una posición o tenor de entrega para el que no se dispone de información observable sobre el precio del mercado. El valor razonable de las posiciones netas de electricidad clasificadas como de Nivel 3 se deriva de un modelo de flujo de efectivo descontado que utiliza insumo de precios de mercado a plazo de la electricidad. El rango y el precio promedio ponderado de estos insumos fueron los siguientes:

#### INSUMOS DE PRECIOS DE POSICIONES DE ELECTRICIDAD DE PRECIO FIJO A LARGO PLAZO

Año de liquidación	Precio por MWh (megavatios-hora)				Precio promedio por MWh (megavatios- hora)
2019	\$	21.00	a	\$ 61.15	\$ 37.92
2018		22.20	a	76.85	42.69

Un aumento o disminución significativos de los precios de los contratos a plazo de electricidad en el mercado daría lugar a un valor razonable significativamente más alto o más bajo, respectivamente. En la Nota 11 resumimos los volúmenes de la posición de la electricidad a largo plazo y a precio fijo.

Las ganancias y pérdidas realizadas relacionadas con los CRR y las posiciones de electricidad a largo plazo, que son recuperables en las tarifas, se registran en el Costo del Combustible Eléctrico y la Energía Eléctrica Comprada en los Estados Consolidados de Resultados. Dado que las ganancias y pérdidas no realizadas se registran como activos y pasivos reglamentarios, éstas no afectan las utilidades.



### Valor razonable de los instrumentos financieros

Los valores razonables de algunos de nuestros instrumentos financieros (efectivo, cuentas y documentos por cobrar, cantidades a corto plazo adeudadas a/de afiliados no consolidados, dividendos y cuentas por pagar, deuda a corto plazo y depósitos de clientes) se aproximan a su monto en libros debido a la naturaleza a corto plazo de estos instrumentos. Las inversiones en contratos de seguro de vida que tenemos para respaldar nuestros Planes de Jubilación de Ejecutivos Supletorios, Restauración del Saldo en Efectivo y Compensación Diferida se contabilizan a valores de rescate en efectivo, que representan la cantidad de efectivo que podría realizarse en virtud de los contratos. En la siguiente tabla se indican los montos en libros los valores razonables de algunos otros instrumentos financieros que no se registran a su valor razonable en el Balance General Consolidado.

### VALOR RAZONABLE DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS

(En millones de dólares)

al 31 de diciembre de 2019						
	Monto en libros	Valor razonable				
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>						
Montos a largo plazo adeudados por las filiales no consolidadas	\$ 742	\$ -	\$ 759	\$ -	\$ 759	
Montos a largo plazo adeudados a las filiales no consolidadas	195	-	184	-	184	
Total de deuda a largo plazo <sup>(1)</sup>	21,247	-	22,638	26	22,664	
<b>SDG&amp;E:</b>						
Total de deuda a largo plazo <sup>(2)</sup>	\$ 5,140	\$ -	\$ 5,662	\$ -	\$ 5,662	
<b>SoCalGas:</b>						
Total de deuda a largo plazo <sup>(3)</sup>	\$ 3,809	\$ -	\$ 4,189	\$ -	\$ 4,189	

al 31 de diciembre de 2019						
	Monto en libros	Valor razonable				
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	
<b>Sempra Energy Consolidado:</b>						
Montos a largo plazo adeudados por las filiales no consolidadas	\$ 644	\$ -	\$ 648	\$ 4	\$ 652	
Montos a largo plazo adeudados a las filiales no consolidadas	37	-	35	-	35	
Total de deuda a largo plazo <sup>(4)(5)</sup>	21,340	-	20,616	247	20,863	
<b>SDG&amp;E:</b>						
Total de deuda a largo plazo <sup>(4)(6)</sup>	\$ 4,996	\$ -	\$ 4,897	\$ 220	\$ 5,117	
<b>SoCalGas:</b>						
Total de deuda a largo plazo <sup>(7)</sup>	\$ 3,459	\$ -	\$ 3,505	\$ -	\$ 3,505	

(1) Antes de las reducciones de los gastos de descuento y emisión de deuda no amortizados de \$225 millones de dólares y excluyendo las obligaciones de arrendamiento financiero de \$1,289 millones de dólares.

(2) de arrendamiento financiero de \$1,270 millones de dólares.

(3) de arrendamiento financiero de \$19 millones de dólares.

(4) Instrumentos del nivel 3 incluyen \$220 millones de dólares relacionados con la VIE de Otay Mesa

(5) Antes de las reducciones de los costos de descuento y emisión de deuda no amortizados de \$206 millones de dólares y excluyendo los acuerdos de construcción a medida y las obligaciones de arrendamiento financiero de \$1,413 millones de dólares

(6) Antes de las reducciones de los costos de descuento y emisión de deuda no amortizados de \$49 millones de dólares y excluyendo las obligaciones de arrendamiento financiero de \$1,272 millones de dólares

(7) Antes de las reducciones de los costos de descuento y emisión de deuda no amortizados de \$32 millones de dólares y excluyendo las obligaciones de arrendamiento financiero de \$3 millones de dólares.

En la Nota 15 proporcionamos los valores razonables de los valores en los NDI Fideicomisos de desmantelamiento nuclear que se relacionan con SONGS.





## MEDICIONES A VALOR RAZONABLE NO RECURRENTE

En 2017, mientras TdM se mantenía en venta, Sempra México recibió una oferta de precio de compra de TdM resultante de las negociaciones con un participante activo en el mercado. Esta nueva información de mercado indicó que el valor razonable del TdM era inferior a su monto en libros al 30 de junio de 2017. Como resultado, en el segundo trimestre de 2017, Sempra México redujo aún más el monto en libros de TdM al reconocer un cargo por deterioro virtual de \$71 millones de dólares en Pérdidas por Deterioro en los Estados Consolidados de resultados de Sempra Energy. La oferta de precio de compra se considera un insumo de Nivel 2 en la jerarquía de valor razonable, ya que representa un insumo de precio observable. TdM se reclasificó en junio de 2018, cuando la dirección terminó el proceso de ventas.

### *Sempra Renewables*

#### *U.S. Wind Investments*

#### *Inversiones Eólicas de los Estados Unidos*

Como lo analizamos en las Notas 5 y 6 en junio de 2018, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender todas nuestras inversiones en el método de participación en el capital de energía eólica y solar en Sempra Renewables. Debido a nuestra expectativa de un periodo de retención más corto como resultado de este plan de venta, evaluamos la recuperabilidad del monto en libros de cada una de estas inversiones y concluimos que había un deterioro distinto al temporal en algunas de nuestras inversiones en el método de participación en el capital de energía eólica por un total de \$200 millones de dólares (\$145 millones de dólares después de impuestos), que registramos en Utilidades de Capital en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018.

Medimos el valor razonable calculado de \$145 millones de dólares al 25 de junio de 2018 utilizando un modelo de flujo de efectivo descontado que incluía importantes insumos no observables, ajustado por nuestros porcentajes de propiedad aplicables, que es una medida de Nivel 3 en la jerarquía de valor justo. Los insumos clave de la metodología fueron los precios contratados y los precios de los comerciantes y la tasa de descuento. Sempra Renewables completó la venta de sus intereses en estas inversiones en el método de participación en el capital de energía eólica en abril de 2019.

### *Sempra LNG*

#### *Activos de almacenamiento de gas natural no destinados a servicios públicos*

Como lo analizamos en la Nota 5, en junio de 2018, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender Mississippi Hub, nuestro 90.9% de participación social en Bay Gas y otros activos no destinados a servicios públicos (los activos de almacenamiento de gas natural no destinados a servicios públicos). También tenemos un 75.4% de participación en LA Storage, un proyecto de desarrollo de cavernas de sal en Cameron Parish, Louisiana. El proyecto de LA Storage también incluye un sistema principal de oleoductos de 23.3 millas que no está actualmente contratado. Debido al plan de venta, consideramos la opinión de un participante del mercado sobre el valor total de los activos de almacenamiento de gas natural no destinados a servicios públicos y determinamos que su valor razonable, menos los costos de venta, puede ser menor que su valor en libros. Además, nuestra incapacidad para asegurar contratos con clientes que respalden una mayor inversión en LA Storage nos llevó a evaluar y concluir que el monto en libros total de estos otros activos de la cadena de suministro de los Estados Unidos, pueden no recuperarse. Como resultado, el 25 de junio de 2018, registramos un deterioro de \$1.3 mil millones de dólares (\$755 millones de dólares después de impuestos y NCI (Participación no controladora) en Pérdidas por deterioro en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra Energy. Medimos el valor razonable calculado de \$190 millones de dólares al 25 de junio de 2018 usando un enfoque de flujo de efectivo descontado. Este enfoque incluía insumos no observables, lo que dio como resultado una medición de Nivel 3 en la jerarquía de valor razonable. Consideramos la opinión de un participante del mercado sobre los valores de los activos de almacenamiento de gas natural no destinados a servicios públicos con base en un cálculo de los futuros flujos de caja netos. Para calcular los futuros flujos de efectivo, tomamos en cuenta las perspectivas de los activos de almacenamiento de gas natural no destinados a servicios públicos para generar ingresos y flujos de efectivo más allá de su capacidad y tenores contratados existentes, incluidos los factores de volatilidad y estacionalidad del precio del gas natural, así como las tasas de descuento acordes con los riesgos inherentes al flujo de efectivo.

El 01 de enero de 2019, Sempra LNG celebró un contrato para vender Mississippi Hub y Bay Gas a una filial de ArcLight Capital Partners por \$332 millones de dólares, sujeto a ajustes de capital de trabajo y \$20 millones de dólares que representan la compra por parte de Sempra LNG de la participación minoritaria del 9.1% en Bay Gas inmediatamente antes de la venta e incluida como parte de la misma. El 17 de febrero de 2019, Sempra LNG completó esta venta. Además, en diciembre de 2018, Sempra LNG celebró un contrato para vender otros activos no relacionados con los servicios públicos por \$5 millones de dólares; dicha venta se completó en enero de 2019. Consideramos que los precios de venta de los activos negociados con los participantes activos del mercado eran un insumo relevante e importante. En consecuencia, actualizamos nuestro análisis del valor razonable para reflejar la aportación de los participantes en el mercado del Nivel 2 como principal indicador del valor razonable. Como resultado de lo anterior, el 31 de diciembre de 2018, redujimos el deterioro de \$1.3 mil millones de dólares registrado el 25 de junio de 2018 en \$183 millones de dólares (\$126 millones de dólares después de impuestos y NCI (Participación no controladora), lo que dio como resultado un



deterioro total de \$1.1 mil millones de dólares (\$629 millones de dólares después de impuestos y NCI) para el año terminado el 31 de diciembre de 2018, con base en un valor razonable de \$337 millones de dólares para estos activos de almacenamiento de gas natural no destinados a servicios públicos

En la tabla que se muestra a continuación se resumen los insumos significativos que afectan a nuestras medidas no recurrentes del valor razonable. En la Nota 5 y, según corresponda, en la Nota 6, se proporcionan más detalles sobre las operaciones relacionadas.

**MEDICIONES A VALOR RAZONABLE NO RECURRENTE - SEMPRA ENERGY CONSOLIDADO**

	Fecha de medición	Valor razonable calculado (en millones de dólares)	Técnica de valuación	Jerarquía de valor razonable	Porcentaje de medición de valor razonable	Insumos utilizados para desarrollar medición	Rango de insumos (promedio ponderado)
Activos de almacenamiento de gas natural que no son destinados a servicios públicos	31 de diciembre de 2018	\$ 337	Enfoque de mercado	Nivel 2	100%	Precios de venta de los activos	100%
Activos de almacenamiento de gas natural que no son destinados a servicios públicos	25 de junio de 2018	\$ 190	Flujo efectivo descontado	Nivel 3	100%	Tasas de almacenamiento por Dth/ines Tasa de descuento	\$0.06 - \$0.22 (\$0.10) <sup>(1)</sup> 10% <sup>(2)</sup>
Algunas de nuestras inversiones en el método de participación en el capital de energía eólica de EE. UU.	25 de junio de 2018	\$ 145	Flujo efectivo descontado	Nivel 3	100%	Precios comerciales contratados observables y por MWh Tasa de descuento	\$29 - \$92 <sup>(1)</sup> 8% - 10% (8.7%) <sup>(2)</sup>
TdM	30 de junio de 2017	\$ 62	Enfoque de mercado	Nivel 2	100%	Oferta de precio de compra	100%

<sup>(1)</sup> Por lo general, los aumentos (disminuciones) significativos de este insumo en forma aislada darían lugar a una medición del valor razonable significativamente más alta (más baja).

<sup>(2)</sup> Un aumento de la tasa de descuento daría lugar a una disminución del valor razonable.



### NOTA 13. ACCIONES PREFERENTES

Semptra Energy y SDG&E están autorizadas a emitir hasta 50 millones y 45 millones de acciones preferentes, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, SDG&E no tenía acciones preferentes en circulación. Los derechos, preferencias, privilegios y restricciones para cualquier nueva serie de acciones preferentes los establecería el consejo de administración de cada empresa en el momento de la emisión.

#### ACCIONES PREFERENTES CONVERTIBLES OBLIGATORIAS DE SEMPRA ENERGY

En enero de 2018, emitimos 17,250,000 acciones de nuestras acciones preferentes obligatorias convertibles al 6%, serie A (acciones preferentes de la serie A) en una oferta pública registrada a \$100.00 dólares por acción (o \$98.20 dólares por acción después de deducir los descuentos de suscripción), incluidas 2,250,000 acciones que los suscriptores nos compraron como resultado de ejercer en su totalidad su opción de compra de dichas acciones únicamente para cubrir las asignaciones globales. Cada acción de la serie A de acciones preferentes tiene un valor de liquidación de \$100.00 dólares. Utilizamos el producto neto de aproximadamente \$1.69 mil millones de dólares (neto de los descuentos de suscripción y los costos de emisión de acciones de \$32 millones de dólares) para financiar una parte de la Contraprestación de la Fusión, como se explica en la Nota 5.

En julio de 2018, emitimos 5,750,000 acciones de nuestras acciones preferentes obligatorias convertibles al 6.75%, serie B (acciones preferentes de la serie B) en una oferta pública registrada a \$100.00 dólares por acción (o \$98.35 dólares por acción después de deducir los descuentos de suscripción), incluidas 750,000 acciones que los suscriptores nos compraron como resultado del ejercer su opción de compra de dichas acciones en su totalidad únicamente para cubrir las asignaciones globales. Cada acción de las acciones preferentes de la serie B tiene un valor de liquidación de \$100.00 dólares. Utilizamos el producto neto de aproximadamente \$565 millones de dólares (neto de los descuentos de suscripción y los costos de emisión de capital de \$10 millones de dólares) para pagar el papel comercial, financiar el capital de trabajo y para otros propósitos de la empresa generales.

#### Conversión obligatoria

A menos que se convierta antes, cada acción de las acciones preferentes de la serie A y las acciones preferentes de la serie B se convertirán automáticamente en la fecha de conversión obligatoria del 15 de enero de 2021 y del 15 de julio de 2021, respectivamente. El número de acciones de nuestras acciones ordinarias emitidas por conversión de cada serie de acciones preferentes se determinará con base en el valor de mercado promedio ponderado por volumen por cada acción de nuestras acciones ordinarias durante el período de 20 días de negociación consecutivos que comienza el 21° día de la negociación programado inmediatamente anterior al 15 de enero de 2021 para las acciones preferentes de la serie A y el 15 de julio de 2021 para las acciones preferentes de la serie B. La siguiente tabla muestra la tasa de conversión por acción de cada serie de acciones preferentes, sujeta a ciertos ajustes antidilución.

#### CONVERSION RATES

Valor de mercado aplicable por acción de nuestras acciones ordinarias	Tasa de conversión (número de acciones de nuestras acciones ordinarias que se recibirán al convertir cada acción de las acciones preferentes obligatoriamente convertibles)
<b>Acciones preferentes de la serie A</b>	
Más de \$131.075 dólares (que es el precio límite de valorización)	0.7629 acciones (aproximadamente equivalente a \$100.00 dólares divididos por el precio límite de valorización)
Igual o menor a \$131.075 dólares, pero mayor o igual a \$107.00 dólares.	Entre 0.7629 y 0.9345 acciones que se calcula dividiendo \$100.00 dólares por el valor de mercado aplicable de nuestras acciones ordinarias
Menos de \$107.00 dólares (que es el precio inicial)	0.9345 acciones (aproximadamente equivalente a \$100.00 dólares divididos por el precio inicial)
<b>Acciones preferentes de la serie B</b>	
Más de \$136.50 dólares (que es el precio límite de valorización)	0.7326 acciones (aproximadamente igual a \$100.00 dólares divididos por el precio límite de valorización)
Igual o menor a \$136.50 dólares, pero mayor o igual a \$113.75 dólares	Entre 0.7326 y 0.8791 acciones que se calcula dividiendo \$100.00 dólares por el valor de mercado aplicable de nuestras acciones ordinarias
Menos de \$113.75 dólares (que es el precio inicial)	0.8791 acciones (aproximadamente igual a \$100.00 divididos por el precio inicial)





### **Conversión a elección del Tenedor**

Los tenedores podrán optar por convertir cada una de sus acciones preferentes en acciones de nuestras acciones ordinarias a la tasa de conversión de cambio fundamental, y los tenedores también tendrán derecho a recibir un dividendo de cambio fundamental de monto total y monto de dividendo acumulado.

### **Dividendos**

Los dividendos de cada serie de acciones preferentes son pagaderos trimestralmente en forma acumulativa en el momento en que lo declara nuestro consejo de administración. El primer dividendo trimestral para las acciones preferentes de la serie A y las acciones preferentes de la serie B se pagó el 15 de abril de 2018 y el 15 de octubre de 2018, respectivamente. Podemos pagar trimestralmente los dividendos declarados en efectivo o, con sujeción a ciertas limitaciones, en acciones de nuestras acciones ordinarias, sin valor nominal, o en cualquier combinación de efectivo y acciones de nuestras acciones ordinarias. Las acciones ordinarias utilizadas para pagar dividendos se valorarán al 97% del precio promedio ponderado por volumen por acción durante el período de cinco días hábiles de operaciones consecutivos que comienza el sexto día hábil anterior a la fecha de pago de dividendos aplicable, inclusive. Los tenedores de cada serie de acciones preferentes no tienen derecho de voto con respecto a sus acciones preferentes. Sin embargo, en determinadas circunstancias, incluida la falta de pago de dividendos durante seis o más períodos de dividendos, sean o no consecutivos, el número autorizado de consejeros de nuestro consejo de administración se incrementará automáticamente en dos y los tenedores de cada serie de acciones preferentes, que voten en conjunto como una sola clase con los tenedores de cualquiera de las demás acciones preferentes en circulación de igual rango que tengan derechos de voto similares, tendrán derecho a elegir dos consejeros para ocupar esas vocalías de reciente creación.

Este derecho se extinguirá cuando todos los dividendos acumulados hayan sido pagados en su totalidad y el número autorizado de consejeros se reducirá automáticamente en dos, a reserva de la revocación de ese derecho en caso de cada falta de pago posterior.

### **Clasificación**

Cada serie de acciones preferentes se clasificará con respecto a los derechos de dividendo y los derechos de distribución en nuestra liquidación o disolución:

- superior a nuestras acciones ordinarias, incluido nuestro capital social establecido en el futuro, a menos que los términos de dicho capital social dispongan expresamente lo contrario;
- en paridad con cada serie de acciones preferentes, incluido nuestro capital social establecido en el futuro, a menos que los términos de dicho capital social dispongan expresamente lo contrario;
- inferior a nuestro capital social establecido en el futuro, si los términos prevén que esa clase de series de nuevo capital social se clasifique como superior a las acciones preferentes de la serie A y a las acciones preferentes de la serie B;
- inferior a nuestro endeudamiento actual y futuro y otros pasivos; y
- estructuralmente subordinada a cualquier endeudamiento y otros pasivos existentes y futuros de nuestras subsidiarias y al capital social de nuestras subsidiarias en manos de terceros.

### **ACCIONES PREFERENTES DE SOCALGAS**

SoCalGas está facultada para emitir hasta un total de 11 millones de acciones de acciones preferentes, acciones preferentes en serie y acciones preferentes. La siguiente tabla que se muestra a continuación presenta las acciones preferentes en circulación en SoCalGas

---

#### **ACCIONES PREFERENTES EN CIRCULACIÓN**





(En millones de dólares, salvo por montos de acción)

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
\$25 dólares de valor nominal, 1,000,000 de acciones autorizadas:		
Serie 6%, 79,011 acciones en circulación	\$ 3	\$ 3
6% Serie A, 783,032 acciones en circulación	19	19
<b>SoCalGas - Total de acciones preferentes</b>	<b>22</b>	<b>22</b>
Menos: 50,970 de acciones de la Serie 6% en circulación propiedad de Pacific Enterprises	(2 )	(2)
<b>Sempre Energy - Total de acciones preferentes de la subsidiaria</b>	<b>\$ 20</b>	<b>\$ 20</b>

Ninguna de las acciones preferentes en circulación de SoCalGas es amortizable, y ninguna de las acciones está sujeta a rescate obligatorio.

Todas las acciones en circulación tienen un voto por acción, preferencias acumulativas en cuanto a dividendos y preferencias de liquidación de \$25 dólares por acción más cualquier dividendo no pagado.

Además de las acciones preferentes en circulación mencionadas anteriormente, el acta constitutiva de SoCalGas autoriza 5 millones de acciones preferentes en serie y 5 millones de acciones preferentes, ambas sin valor nominal y con preferencias acumulativas en cuanto a dividendos y valor de liquidación. Las acciones preferentes se clasificarían en un rango inferior a todas las series de acciones preferentes y a las acciones preferentes de serie. Los demás derechos y privilegios de toda nueva serie de esas acciones los establecerá el consejo de administración de SoCalGas en el momento de su emisión.



# NOTA 14. SEMPRA ENERGY - CAPITAL CONTABLE Y UTILIDADES POR ACCIÓN ORDINARIA

## OFERTAS DE ACCIONES ORDINARIAS DE SEMPRA ENERGY

En enero de 2018, terminamos la oferta de 26,869,158 acciones de nuestras acciones ordinarias, sin valor nominal, en una oferta pública registrada a \$107.00 dólares por acción (aproximadamente \$105.07 dólares por acción después de deducir los descuentos de suscripción), con 23,364,486 acciones en virtud de contratos de compraventa a futuro. Recibimos ingresos netos por un total aproximado de \$2.8 mil millones de dólares para la liquidación total de estas acciones de la siguiente manera:

- \$367 millones de dólares (neto de los descuentos por suscripción y los costos de emisión de acciones de \$8 millones de dólares) para cubrir la asignación total de acciones de 3,504,672 en el primer trimestre de 2018 a un precio de liquidación de \$105.07 dólares por acción;
- \$900 millones de dólares (neto de los descuentos de suscripción de \$16 millones de dólares) por la liquidación de 8,556,630 acciones en el primer trimestre de 2018 a un precio de venta a plazo de \$105.18 dólares por acción;
- \$800 millones de dólares (neto de los descuentos de suscripción de \$14 millones de dólares) por la liquidación de 7,651,671 acciones en el segundo trimestre de 2018 a precios de venta a plazo que oscilan entre los \$104.53 y los \$104.58 dólares por acción;
- y
- \$728 millones de dólares (neto de los descuentos de suscripción de \$13 millones de dólares) por la liquidación de 7,156,185 acciones en el tercer trimestre de 2019 a un precio de venta a plazo de \$101.74 dólares por acción.

En julio de 2018, terminamos la oferta de 11,212,500 acciones de nuestras acciones ordinarias, sin valor nominal, en una oferta pública registrada a \$113.75 dólares por acción (aproximadamente \$111.87 dólares por acción después de deducir los descuentos de suscripción), con 9,750,000 acciones en virtud de contratos de venta a futuro. Recibimos ingresos netos por un total aproximado de \$1.2 mil millones de dólares para liquidar totalmente estas acciones, como se indica a continuación:

- \$164 millones de dólares (neto de los descuentos por suscripción y los costos de emisión de acciones de \$3 millones de dólares) para cubrir la asignación total de acciones de 1,462,500 en el tercer trimestre de 2018 a un precio de liquidación de \$111.87 dólares por acción; y
- \$1,066 millones de dólares (neto de los descuentos de suscripción de \$18 millones de dólares) por la liquidación de 9,750,000 acciones en el cuarto trimestre de 2019 a un precio de venta a plazo de \$109.33 dólares por acción.



## UTILIDAD POR ACCIÓN ORDINARIA (EPS)

La EPS básica se calcula dividiendo las utilidades atribuibles a las acciones ordinarias (tanto de las operaciones continuas como de las operaciones discontinuas) por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período. El EPS diluido incluye la posible dilución de las acciones ordinarias equivalentes que podría producirse si se ejercieran o convirtieran en acciones ordinarias los valores u otros contratos para la emisión de acciones ordinarias.

### CÁLCULOS DE UTILIDADES (PÉRDIDAS) POR ACCIÓN ORDINARIA


(En millones de dólares, salvo por montos de acción; acciones en miles)

	Años terminados al 31 de diciembre		
	2019	2018	2017
<b>Numerador para operaciones continuas:</b>			
Ingresos de operaciones continuas, netos del impuesto sobre la renta	\$ 1,999	\$ 938	\$ 382
Utilidades atribuibles a la participación no controladora	(129 )	(44 )	(67)
Dividendos de acciones preferentes obligatoriamente convertibles	(142 )	(125 )	-
Dividendos preferentes de la subsidiaria	(1 )	(1 )	(1)
Utilidades de las operaciones continuas atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 1,727	\$ 768	\$ 314
<b>Numerador para operaciones discontinuas:</b>			
Utilidades (pérdidas) de las operaciones discontinuas, netas del impuesto sobre la renta	\$ 363	\$ 188	\$ (31)
Utilidades atribuibles a la participación no controladora	(35 )	(32 )	(27)
Utilidades de las operaciones discontinuas atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 328	\$ 156	\$ (58)
<b>Numerador de utilidades:</b>			
Utilidades atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 2,055	\$ 924	\$ 256
<b>Denominador:</b>			
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación para la EPS básico <sup>(1)</sup>	277,904	268,072	251,545
Efecto dilusivo de las opciones de compra de acciones y RSU (Acciones Restringidas) <sup>(2)</sup>	1,585	919	755
Efecto dilusivo de las acciones ordinarias vendidas a plazo	2,544	861	-
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para la EPS (Utilidad por Acción Ordinaria) diluida	282,033	269,852	252,300
<b>EPS básica :</b>			
Utilidades de las operaciones continuas	\$ 6.22	\$ 2.86	\$ 1.25
Utilidades (pérdidas) de las operaciones discontinuas	\$ 1.18	\$ 0.59	\$ (0.23)
Utilidades	\$ 7.40	\$ 3.45	\$ 1.02
<b>EPS diluida:</b>			
Utilidades de las operaciones continuas	\$ 6.13	\$ 2.84	\$ 1.24
Utilidades (pérdidas) de las operaciones discontinuas	\$ 1.16	\$ 0.58	\$ (0.23)
Utilidades	\$ 7.29	\$ 3.42	\$ 1.01

(1) Incluye las RSU totalmente adquiridas que se mantienen en nuestro Plan de Compensación Diferida de 617 en 2019, 641 en 2018 y 609 en 2017. Estas RSU totalmente adquiridas se incluyen en el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para la EPS básica, ya que no hay condiciones en las que las acciones correspondientes no se emitirán.

Debido a las fluctuaciones del mercado tanto de las acciones ordinarias de Sempra Energy como de los índices comparativos utilizados para determinar el porcentaje de adquisición de derechos sobre el rendimiento total de nuestros accionistas basado en el rendimiento, que analizamos en la Nota 10, las RSU dilusivas pueden variar ampliamente de un período a otro.

El impacto potencialmente dilusivo de las opciones de compra de acciones y las RSU se calcula con el método de las acciones de tesorería. Conforme a este método, se supone que los ingresos basados en el precio de ejercicio y la compensación no devengada



se utilizan para recomprar acciones en el mercado abierto al precio promedio de mercado del período, lo que reduce el número de posibles nuevas acciones que se emitirán y a veces provoca un efecto antidilutivo. El cálculo de la EPS diluida excluye acciones potencialmente dilutivas de 80,281 para 2019, 20,814 para 2018 y 237,741 para 2017 porque incluirlas sería antidilutivo para el período. Sin embargo, estas acciones podrían diluir potencialmente la EPS básico en el futuro. El impacto potencialmente dilusivo de la venta a plazo de nuestras acciones ordinarias en virtud de los contratos de compra a plazo que analizamos anteriormente se refleja en nuestro cálculo de la EPS diluido utilizando el método de las acciones de tesorería. Al 31 de diciembre de 2019, hemos liquidado completamente todos los contratos de venta a futuro y esas acciones se incluyen en el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para la EPS básico.



El impacto potencialmente dilusivo de las acciones preferentes convertibles obligatorias que emitimos en 2018 se calcula según el método de "si se convierten". El cálculo de las EPS diluidas para los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 excluye 17,471,375 y 17,197,035 acciones potencialmente dilutivas, respectivamente, porque incluirlas sería antidilutivo para esos periodos. Sin embargo, estas acciones podrían potencialmente diluir la EPS básica en el futuro. Analizamos las emisiones de 2018 de nuestras acciones preferentes obligatoriamente convertibles en la Nota 13.

Estamos autorizados a emitir 750 millones de acciones ordinarias sin valor nominal. La siguiente tabla muestra la actividad de las acciones ordinarias en los últimos tres años

#### ACTIVIDAD DE LAS ACCIONES ORDINARIAS

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Acciones comunes en circulación, 1 de enero	273,769,513	251,358,977	250,152,514
Acciones emitidas en virtud de acuerdos de venta a plazo	16,906,185	21,175,473	-
Adquisición de RSU <sup>(1)</sup>	463,012	509,042	362,022
Opciones de compra de acciones ejercidas	52,540	138,861	164,454
Emisión de planes de ahorro	475,774	553,036	567,428
Plan de inversión en acciones ordinarias <sup>(2)</sup>	199,253	231,242	254,047
Emisión de RSU en nuestro Plan de Compensación Diferida	59,470	3,357	7,811
Recompra de acciones <sup>(3)</sup>	(212,822)	(200,475)	(149,299)
Acciones comunes en circulación, 31 de diciembre	291,712,925	273,769,513	251,358,977

(1) Incluye dividendos equivalentes.

(2) Participantes en el Plan de Compra Directa de Acciones podrán reinvertir los dividendos en la compra de acciones de nueva emisión.

(3) Por lo general, compramos acciones ordinarias o unidades a los participantes del LTIP (Plan de Incentivos a Largo Plazo) que optan por vendernos un número suficiente de RSU adquiridas para cumplir los requisitos mínimos de retención de impuestos establecidos por la ley



## NOTA 15. CENTRAL NUCLEAR DE SAN ONOFRE

SDG&E tiene una participación del 20% en SONGS, una planta generadora de energía nuclear cerca de San Clemente, California, que cesó permanentemente sus operaciones en junio de 2013 después de una prolongada interrupción como resultado de problemas con los generadores de vapor utilizados en la planta. Edison, el propietario mayoritario y operador de SONGS, notificó a SDG&E que había llegado a la decisión de retirar permanentemente a SONGS y buscar la aprobación de la NRC Comisión Reguladora Nuclear (NRC) para iniciar las actividades de desmantelamiento de toda la planta. SONGS está sujeta a la jurisdicción de la NRC y la CPUC. SDG&E, y cada uno de los otros propietarios, tiene su participación indivisa como arrendataria en común en la propiedad. Cada propietario es responsable de financiar su parte de los costos. La participación de SDG&E en los gastos de operación se incluye en los Estados Consolidados de Resultados de Semptra Energy y SDG&E.

### PROYECTO DE REEMPLAZO DEL GENERADOR DE VAPOR DE SONGS (CENTRAL NUCLEAR DE SAN ONOFRE)

Los generadores de vapor de repuesto, que causaron una fuga de agua debido al desgaste inesperado de los tubos, fueron diseñados y proporcionados por MHI. En 2013, Edison entabló un procedimiento de arbitraje contra MHI con la intención de obtener la indemnización de los daños resultantes de los problemas con los generadores de vapor usados en las unidades 2 y 3 de SONGS. Los otros copropietarios de SONGS, SDG&E y la ciudad de Riverside, participaron como actor y demandando. En marzo de 2017, el Tribunal de la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (el Tribunal) que supervisaba el arbitraje declaró a MHI responsable del incumplimiento del contrato, con sujeción a una limitación contractual de la responsabilidad, y rechazó las demás reclamaciones de los actores. El Tribunal otorgó \$118 millones de dólares en daños a los copropietarios de SONGS, pero determinó que MHI era la parte vencedora y le concedió el 95% de sus costos de arbitraje. La condena al pago de daños y perjuicios se compensa con estos costos, lo que resulta en una condena neta de aproximadamente \$60 millones de dólares a favor de los copropietarios de SONGS. La asignación específica de SDG&E de la indemnización por daños y perjuicios fue de \$24 millones de dólares reducida por los costos otorgados a MHI de aproximadamente \$12 millones de dólares, lo que resulta en una indemnización neta por daños y perjuicios de \$12 millones de dólares, que fue pagada por MHI a SDG&E en marzo de 2017. De acuerdo con el Contrato Modificadorio de Liquidación que se analiza más adelante, SDG&E registró el producto del arbitraje de MHI reduciendo los O&M (costos de operación y mantenimiento) por los costos legales previamente incurridos de \$11 millones de dólares, y compartiendo el \$1 millón de dólares restante a partes iguales entre los contribuyentes y los accionistas.

### CONVENIO DE TRANSACCIÓN PARA RESOLVER LA ORDEN DE LA CPUC DE INICIAR LA INVESTIGACIÓN RELACIONADA CON LA INTERRUPCIÓN DE OPERACIONES DE SONGS

En 2012, en respuesta a la interrupción de operaciones de SONGS, la CPUC emitió el OII SONGS, que tenía por objeto determinar la recuperación definitiva de la inversión en SONGS y los costos incurridos desde el comienzo de la interrupción en sus operaciones. En 2014, la CPUC emitió una decisión definitiva por la que aprobaba un Contrato Modificadorio de Liquidación que disponía de varios rechazos, reembolsos y recuperaciones de tasas, incluida la autorización a SDG&E para recuperar en tasas su inversión restante en SONGS, excluyendo su inversión en el Proyecto de Reemplazo del Generador de Vapor.

En 2016, la CPUC emitió dos resoluciones procesales: la primera para reabrir el expediente de la OII a fin de abordar la cuestión de si el Contrato Modificadorio de Liquidación es razonable y de interés público, y el segundo, para ordenar a las partes en el OII SONGS que determinen si se puede llegar a un acuerdo para modificar el Contrato Modificadorio de Liquidación previamente aprobado por la CPUC a fin de resolver las acusaciones de que las comunicaciones no declaradas en las que todas las partes tienen la oportunidad de comparecer (*ex parte*) entre Edison y la CPUC dieron lugar a una ventaja injusta en el momento en que se negoció el convenio de transacción.

En julio de 2018, la CPUC aprobó un Convenio de Transacción Revisado entre SDG&E, Edison, Cal PA, TURN y otros terceristas que resolvió todas las cuestiones que se estaban considerando en el OII SONGS OII e hizo una modificación al Contrato Modificadorio de Liquidación para eliminar el requisito de financiar un programa de investigación de reducción de emisiones de GHG.

En agosto de 2018, las partes que celebraron el Convenio de Transacción Revisado presentaron una notificación en la que aceptaban el convenio de transacción, tal como fue modificado.

En relación con el Convenio de Transacción Revisado, y a cambio de la liberación de ciertas reclamaciones relacionadas con SONGS, SDG&E y Edison celebraron el Convenio de Accionistas de Servicios Públicos, que se describe a continuación.

#### *Desestimaciones, reembolsos y recuperaciones*



En virtud del Convenio de Transacción Revisado, SDG&E y Edison dejaron de recuperar los costos de SONGS según lo autorizado en el Contrato Modificatorio de Liquidación a partir del 19 de diciembre de 2017, cuando el valor actual de sus activos reglamentarios restantes combinados de SONGS equivalía a \$775 millones de dólares, de los cuales \$152 millones representan la participación de SDG&E. En virtud del Convenio de Accionistas de Servicios Públicos, Edison está obligado a pagar a SDG&E el monto total de los ingresos requeridos por SDG&E que no se recuperen de los contribuyentes, como se describe a continuación, en octubre de 2018. SDG&E comenzó a reembolsar a los clientes los montos relacionados con SONGS recuperados en tasas después del 19 de diciembre de 2017.

#### ***Convenio de Accionistas de Servicios Públicos***

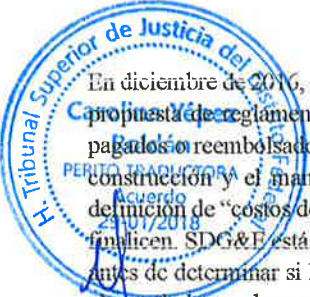
En enero de 2018, SDG&E y Edison celebraron el Convenio de Accionistas de Servicios Públicos en virtud del cual Edison tiene la obligación de indemnizar a SDG&E por los montos requeridos de los ingresos que SDG&E ya no recuperará por motivo del Convenio de Transacción Revisado. A cambio del reembolso de Edison, las partes se liberaron mutuamente de todas las reclamaciones que cada una de ellas había hecho o podía haber hecho valer en relación con el fallo de sustitución del generador de vapor y sus consecuencias. El Convenio de Accionistas de Servicios Públicos entró en vigor una vez que la CPUC aprobó el Convenio de Transacción Revisado. La obligación de pago de Edison comenzó en octubre de 2018, y los montos se adeudan a SDG&E trimestralmente desde entonces hasta abril de 2022. Al 31 de diciembre de 2019, SDG&E tiene una cuenta por cobrar a Edison, incluyendo los intereses devengados, por un total de \$86 millones de dólares, de los cuales \$38 millones de dólares se clasifican como circulantes y \$48 millones de dólares como no circulantes. Esta cuenta por cobrar refleja los montos que Edison está obligado a pagar a SDG&E en lugar de los montos que SDG&E habría cobrado de los contribuyentes relacionados con el activo normativo de SONGS.

### **DESMANTELAMIENTO NUCLEAR Y LA FINANCIAMIENTO**

Como resultado de la decisión de Edison de retirar permanentemente las unidades 2 y 3 de SONGS, Edison comenzó la fase de desmantelamiento de la planta. Esperamos que la mayoría de los trabajos de desmantelamiento tomen 10 años después de recibir los permisos requeridos. El permiso de desarrollo costero se emitió en octubre de 2019. La Fundación Samuel Lawrence presentó una orden judicial en virtud de la Ley de Costas de California en la Corte Superior de Los Ángeles en diciembre de 2019. La solicitud tiene por objeto invalidar el permiso y obtener medidas cautelares para detener los trabajos de desmantelamiento. Esperamos que los principales trabajos de desmantelamiento comiencen en 2020, a menos que el tribunal emita una orden judicial. El desmantelamiento de la Unidad 1, retirada del servicio en 1992, está prácticamente terminada. El trabajo restante de la Unidad 1 se completará una vez que las Unidades 2 y 3 sean desmanteladas y el combustible gastado sea retirado del sitio. El combustible gastado se está almacenado en el sitio, hasta que la DOE (Secretaría de Energía) identifique una planta de almacenamiento de combustible gastado y ponga en marcha un programa para la eliminación del combustible, como se analiza a continuación. SDG&E es responsable de aproximadamente el 20% del precio total del contrato.

De acuerdo con los requisitos y regulaciones estatales y federales, SDG&E tiene activos en los NDT (Fideicomisos de desmantelamiento nuclear) para financiar su parte de los costos de desmantelamiento de las unidades 1, 2 y 3 de SONGS. Las cantidades recaudadas en las tasas de desmantelamiento de SONGS se invierten en el NDT, que está compuesto por fondos fiduciarios administrados externamente. Los montos en los NDT se invierten de conformidad con las normas de la CPUC. SDG&E clasifica los valores de deuda y los valores de capital en los NDT como disponibles para la venta. Los activos de los NDT se presentan en el Balance General Consolidado de Semptra Energy y SDG&E a su valor razonable con los créditos de compensación registrados en los Pasivos Normativos no circulantes.

Excepto por el uso de los fondos para la planificación de las actividades de desmantelamiento o los costos administrativos de los NDT, se requiere la aprobación de la CPUC para que SDG&E pueda acceder a los activos de NDT para financiar los costos de desmantelamiento de SONGS para las Unidades 2 y 3. SDG&E ha recibido autorización de la CPUC para acceder a fondos del NDT de hasta \$455 millones de dólares para los gastos de desmantelamiento de SONGS de 2013 a 2019. SDG&E ha solicitado autorización a la CPUC para retirar hasta \$109 millones de dólares de los NDT para los costos previstos de las Unidades 2 y 3 del SONGS para 2020, a medida en que se incurra en los costos de desmantelamiento.



En diciembre de 2016, el Servicio de Impuestos Internos (IRS) y el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos, emitieron una propuesta de reglamento que aclara la definición de “costos de desmantelamiento nuclear”, que son los costos que pueden ser pagados o reembolsados de un fondo fiduciario calificado. El reglamento propuesto establece que los costos relacionados con la construcción y el mantenimiento de las plantas independientes de administración del combustible gastado se incluyen en la definición de “costos de desmantelamiento nuclear”. Los reglamentos propuestos surtirán efectos prospectivamente una vez que se finalicen. SDG&E está esperando que se apliquen los reglamentos propuestos o que se perfeccionen de forma adicional los mismos antes de determinar si los reglamentos propuestos permitirán a SDG&E que ingresen en tiempo y forma los fondos de NDT para el reembolso o el pago de los costos de administración del combustible gastado incurridos en 2017 y años subsiguientes. Una mayor aclaración de los reglamentos propuestos podría permitir a SDG&E ingresar al NDT recuperar los costos de administración del combustible gastado antes de que Edison llegue a un acuerdo definitivo con la DOE en relación con el reembolso de esos costos por parte de la DOE. Históricamente, los reembolsos de la DOE de los costos de almacenamiento de combustible gastado no habían originado la recuperación oportuna o completa de esos costos. Más adelante se analiza la responsabilidad de la DOE por el combustible nuclear gastado. El IRS celebró audiencias públicas sobre los reglamentos propuestos en octubre de 2017. No está claro cuándo se podrá aclarar el reglamento propuesto o cuándo se finalizará.

#### ***Fideicomisos de desmantelamiento nuclear***

Las cantidades recaudadas en las tasas de desmantelamiento de SONGS se invierten en el NDT, el cual se integra por fondos fiduciarios administrados externamente. Las cantidades en los fideicomisos se invierten de acuerdo con los reglamentos de la CPUC. Estos fideicomisos se muestran en el Balance General Consolidado de Sempra Energy y SDG&E a su valor razonable con los créditos de compensación registrados en los Pasivos Normativos no circulantes.



La siguiente tabla muestra los valores razonables y las ganancias y pérdidas brutas no realizadas de los valores en el NDT. En la Nota 12 se proporcionan datos adicionales sobre el valor razonable de los NDT.

### FIDEICOMISOS DE DESMANTELAMIENTO NUCLEAR

(En millones de dólares)

	Costo	Ganancias no realizadas brutas	Pérdida no realizada bruta	Valor razonable calculado
<b>al 31 de diciembre de 2019:</b>				
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro de los Estados Unidos y otras empresas y dependencias del gobierno de los Estados Unidos <sup>(1)</sup>	\$ 57	\$ -	\$ -	\$ 57
Bonos municipales <sup>(2)</sup>	270	12	-	282
Otros valores <sup>(3)</sup>	218	9	(1 )	226
Total de valores de deuda	545	21	(1 )	565
Valores de capital	176	339	(6 )	509
Efectivo y equivalentes de efectivo	8	-	-	8
Total	\$ 729	\$ 360	\$ (7 )	\$ 1,082
<b>al 31 de diciembre de 2018:</b>				
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro de los Estados Unidos y otras empresas y dependencias del gobierno de los Estados Unidos	\$ 52	\$ 1	\$ -	\$ 53
Bonos municipales	266	4	(1 )	269
Otros valores	238	1	(5 )	234
Total de valores de deuda	556	6	(6 )	556
Valores de capital	168	253	(10 )	411
Efectivo y equivalentes de efectivo	7	-	-	7
Total	\$ 731	\$ 259	\$ (16 )	\$ 974

(1) Las fechas de vencimiento son 2021-2050

(2) Las fechas de vencimiento son 2020-2056.

(3) Las fechas de vencimiento son 2020-2072.

La siguiente tabla muestra el producto de las ventas de valores en el NDT y las ganancias y pérdidas brutas realizadas por esas ventas.

### VENTA DE VALORES EN LOS NDT

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Producto de las ventas	\$ 914	\$ 890	\$ 1,314
Ganancias brutas realizadas	24	42	157
Pérdidas brutas realizadas	(5)	(10)	(14)

Las ganancias y pérdidas netas no realizadas, así como las ganancias y pérdidas realizadas que se reinvierten en el END, se incluyen en los Pasivos reglamentarios no circulantes en el Balance General de Sempra Energy y SDG&E. Determinamos el costo de los valores en los fideicomisos con base en una identificación específica.



## **OBLIGACIÓN DE RETIRO DE ACTIVOS) Y COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO**

El valor actual de la ARO de SDG&E relacionado con los costos de desmantelamiento de las unidades de SONGS era de \$611 millones de dólares el 31 de diciembre de 2019. Esa cantidad incluye el costo de desmantelar las Unidades 2 y 3, y el costo restante por el desmantelamiento de la Unidad 1, que está sustancialmente terminado. La ARO de las tres unidades se basa en un estudio de costos preparado en 2017 que está pendiente de la aprobación de la CPUC. La ARO para las unidades 2 y 3 refleja la aceleración del inicio del desmantelamiento de estas unidades como resultado del cierre anticipado de la planta. La participación de SDG&E en los costos totales de desmantelamiento en 2019 es de aproximadamente \$834 millones de dólares. Esperamos que los pagos por desmantelamiento de SDG&E sin descuento de SONGS sean de \$89 millones de dólares en 2020, \$82 millones de dólares en 2021, \$83 millones de dólares en 2022, \$63 millones de dólares en 2023, \$46 millones de dólares en 2024 y \$739 millones en lo sucesivo.

## **ELIMINACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR DEL DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE LOS ESTADOS UNIDOS**

El combustible nuclear gastado de SONGS se almacena actualmente en el sitio en una Planta Independiente de Almacenamiento de Combustible Gastado (ISFSI) certificada por la NRC o temporalmente en piscinas de combustible gastado. En octubre de 2015, el CCC (Comité sobre el Cambio Climático) aprobó la solicitud de Edison para la expansión propuesta de la ISFSI en la SONGS. La expansión de ISFSI comenzó a construirse en 2016 y la transferencia del combustible nuclear gastado de las Unidades 2 y 3 a la ISFSI comenzó en 2018. Edison suspendió esta transferencia en agosto de 2018 debido a un incidente que fue posteriormente resuelto a satisfacción de la NRC según el informe de inspección suplementario de la NRC publicado en julio de 2019. Edison reanudó las operaciones de transferencia de combustible gastado en julio de 2019. La ISFSI funcionará hasta el 2049, cuando se supone que la DOE habrá tomado la custodia de todo el combustible gastado de la SONGS. La ISFSI será entonces desmantelada, y el sitio restaurado a su estado ambiental original. Hasta entonces, los propietarios de la SONGS son responsables del almacenamiento provisional del combustible nuclear gastado en la SONGS. La Ley sobre la Política de Residuos Nucleares de 1982 responsabilizó al DOE de aceptar, transportar y eliminar el combustible nuclear gastado. Sin embargo, no se sabe con certeza el momento en que la DOE comenzará a aceptar el combustible nuclear gastado de la SONGS. Este retraso provocará un aumento de los costos de almacenamiento del combustible gastado. En noviembre de 2019, Edison presentó una reclamación por los gastos de la administración del combustible gastado en el Tribunal de Reclamaciones Federales de los Estados Unidos para el periodo comprendido entre enero de 2017 y julio de 2018. Resulta incierto saber cuándo Edison presentará las reclamaciones de litigio por los gastos de la administración del combustible gastado incurridos a partir del 1 de agosto de 2018. SDG&E seguirá apoyando a Edison en su búsqueda de demandas en nombre de los copropietarios de la SONGS contra la DOE por no haber aceptado oportunamente el combustible nuclear gastado.

## **SEGURO NUCLEAR**

SDG&E y los otros propietarios de la SONGS tienen un seguro para cubrir las reclamaciones por incidentes de responsabilidad nuclear que surjan en la SONGS. Actualmente, este seguro ofrece \$450 millones de dólares en límites de cobertura, la cantidad máxima disponible, incluida la cobertura por actos de terrorismo. Además, la Ley Price-Anderson ofrece una cobertura adicional de \$110 millones de dólares. Si se produce una pérdida de responsabilidad nuclear en la SONGS y supera el límite de seguro de \$450 millones de dólares, esta cobertura adicional estaría disponible para proporcionar un total de \$560 millones de dólares en límites de cobertura por incidente.

Los propietarios de la SONGS, incluida SDG&E, también mantienen un seguro de daños a la propiedad nuclear de \$1.5 mil millones de dólares, con un sublímite de \$500 millones de dólares de daños a los bienes en la ISFSI, que excede los requisitos federales mínimos de \$1.06 mil millones de dólares. Esta cobertura de seguro se proporciona a través del NEIL (Nuclear Electric Insurance Limited). Las pólizas de NEIL tienen exclusiones y limitaciones específicas que pueden resultar en la reducción o eliminación de la cobertura. Los miembros asegurados como grupo están sujetos a cuotas de primas retrospectivas para cubrir las pérdidas sufridas por el NEIL en todas las pólizas emitidas. SDG&E podría valuarse hasta \$10.4 millones de dólares de primas retrospectivas basadas en las reclamaciones de los miembros en general. El programa de seguro de bienes nucleares incluye un límite de pérdida total del sector para los actos de terrorismo no certificados (como se define en la Ley de Seguro contra el Riesgo de Terrorismo) de \$3.24 mil millones de dólares. Esta es la cantidad máxima que se pagará a los miembros asegurados que sufran pérdidas o daños por estos actos terroristas no certificados.



## NOTA 16. COMPROMISOS E IMPREVISTOS

### PROCEDIMIENTOS LEGALES

Acumulamos pérdidas para un procedimiento judicial cuando es probable que se haya incurrido en una pérdida y el que el monto de la misma puede ser estimado razonablemente. Sin embargo, las incertidumbres inherentes a los procedimientos legales hacen difícil estimar razonablemente los costos y efectos de la resolución de estos asuntos. En consecuencia, los costos reales incurridos pueden diferir considerablemente de las cantidades acumuladas, pueden exceder la cobertura de seguro aplicable y podrían afectar negativamente a nuestro negocio, los flujos de efectivo, los resultados de las operaciones, la situación financiera y las perspectivas. A menos que se indique lo contrario, no podemos estimar las pérdidas razonablemente posibles que superen las cantidades acumuladas. Al 31 de diciembre de 2019, las pérdidas acumuladas para imprevistos por asuntos legales, incluidos los honorarios legales relacionados, que son probables y calculables, fueron de \$68 millones de dólares para Sempra Energy Consolidado y \$21 millones de dólares para SoCalGas. Los montos para Sempra Energy Consolidado y SoCalGas incluyen \$10 millones para asuntos relacionados con la fuga de gas de la planta de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, la cual analizamos a continuación. En la Nota 1, hablamos sobre nuestra política con respecto a la acumulación de honorarios legales.

#### **SDG&E**

##### *Litigios por incendios forestales en 2007 y estado de recuperación de los costos netos*

SDG&E ha resuelto todos los litigios relacionados con tres incendios forestales que ocurrieron en octubre de 2007. Como resultado de una decisión de la CPUC que negó la solicitud de SDG&E de recuperar los costos de los incendios forestales, SDG&E canceló el activo normativo de incendios forestales, lo que resultó en un cargo de \$351 millones de dólares (\$208 millones de dólares después de impuestos) en el tercer trimestre de 2017. SDG&E solicitó a la CPUC una nueva audiencia de su decisión, pero en julio de 2018, la CPUC denegó la solicitud de SDG&E. En noviembre de 2018, el Tribunal de Apelación de California rechazó la solicitud de SDG&E de revertir la resolución de la CPUC. En enero de 2019, el Tribunal Supremo de California denegó la solicitud de SDG&E de revocar las decisiones de la CPUC y del Tribunal de Apelación de California. En octubre de 2019, el Tribunal Superior de los Estados Unidos se negó a revisar la resolución, poniendo fin de hecho a los esfuerzos de SDG&E para recuperar el activo normativo de incendios forestales.

#### **SoCalGas**

##### *Fuga de gas de la planta de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon*

Desde el 23 de octubre de 2015 hasta el 11 de febrero de 2016, SoCalGas experimentó una fuga de gas natural de uno de los pozos de inyección y extracción, SS25, en su planta de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, en el condado de Los Ángeles. Como se describe más adelante en “Litigios civiles y penales” y “Procedimientos reglamentarios”, se han iniciado numerosos pleitos, investigaciones y procedimientos reglamentarios en respuesta a la fuga, que han dado lugar a importantes costos, que junto con otros costos relacionados con la fuga se examinan más adelante en la sección “Cálculo de costos e Impacto Contable”.

**Litigios civiles y penales.** Al 21 de febrero de 2020, hay 393 demandas pendientes, que incluyen aproximadamente 36,000 partes actoras, contra SoCalGas relacionadas con la fuga, algunas de las cuales también han nombrado a Sempra Energy. Todos estos asuntos, con excepción de un asunto presentado por el Fiscal de Distrito del Condado de Los Ángeles y la demanda colectiva de valores federales, que se analiza a continuación, se coordinan ante un solo tribunal en el Tribunal Superior de Los Ángeles para la administración previa al juicio. En noviembre de 2017, en el procedimiento coordinado, las personas físicas y morales presentaron una Tercera Demanda Marco Colectiva Consolidada Modificada para Demandas Individuales, a través de la cual se gestionarán sus demandas separadas a efectos de la fase previa al juicio. La demanda consolidada hace valer los hechos base la acción por negligencia, negligencia per se, molestias privadas y públicas (continuas y permanentes), allanamiento, expropiación inversa, responsabilidad objetiva, imposición negligente o intencional de angustia emocional, ocultamiento fraudulento, pérdida de consorcio, muerte por negligencia y violaciones de la Proposición 65 contra SoCalGas, con ciertos hechos base la acción que también nombran a Sempra Energy. En la demanda consolidada se solicitan daños compensatorios y punitivos por daños a terceros en su persona, saldos caídos y/o pérdida de utilidades, daños a bienes de terceros y disminución del valor de los bienes, medidas cautelares, costos de futuros controles médicos, sanciones civiles (incluidas las sanciones asociadas con las demandas de la Propuesta 65 que alegan la violación de los requisitos de advertencia sobre ciertas exposiciones químicas) y honorarios de abogados. El tribunal ha programado un juicio inicial para el 24 de junio de 2020 para un número reducido de actores individuales elegidos al azar. En enero de 2017, se presentaron dos demandas colectivas consolidadas contra SoCalGas y Sempra Energy, una en nombre de una supuesta clase de personas y empresas que poseen o dan en renta bienes inmuebles en un radio de cinco millas del pozo (la






Demanda Colectiva por Bienes), y la segunda en nombre de una supuesta clase de personas físicas y morales que realizan negocios en una distancia de cinco millas de la planta (la Demanda Colectiva Empresarial). Ambas demandas hacen valer las reclamaciones de responsabilidad objetiva por actividades ultrapeligrosas, negligencia y violación de la Ley de Competencia Desleal de California. La Demanda Colectiva por Bienes también hace valer demandas por negligencia per se, intrusión, molestias permanentes y continuas públicas y privadas, y expropiación inversa. La Demanda Colectiva Empresarial también hace valer una reclamación por interferencia negligente con una posible ventaja económica. En ambas demandas se solicitan daños compensatorios, por ley y punitivos, medidas cautelares y honorarios de abogados. En mayo de 2019, el Tribunal Supremo de California dictaminó que los daños puramente económicos que se afirman en la Demanda Colectiva Empresarial no son recuperables, y en septiembre de 2019, de conformidad con la resolución, el Tribunal Superior de L.A. desestimó la responsabilidad objetiva, la negligencia y la interferencia negligente con las posibles hechos base de la acción de ventaja económica en la demanda de la Demanda Colectiva Empresarial. Tres promotores inmobiliarios presentaron demandas en julio y octubre de 2018 contra SoCalGas y Sempra Energy argumentando hechos base de la acción por responsabilidad objetiva, negligencia per se, negligencia, molestias continuas, molestias permanentes y violación de la Ley de Competencia Desleal de California, así como demandas por negligencia contra ciertos consejeros de SoCalGas. En las denuncias se solicitan daños compensatorios, por ley y punitivos, medidas cautelares y honorarios de abogados. En octubre de 2018 y enero de 2019, se presentaron quejas en nombre de 51 bomberos estacionados cerca de la planta de almacenamiento de gas natural del Cañón del Aliso, que argumentaban haber resultado heridos por la exposición a las sustancias químicas liberadas durante la fuga. Las demandas contra SoCalGas y Sempra Energy afirman los hechos base de la acción por negligencia, negligencia per se, molestias privadas y públicas (continuas y permanentes), allanamiento, expropiación inversa, responsabilidad objetiva, imposición negligente e intencionada de angustia emocional, ocultamiento fraudulento y pérdida de consorcio. En las demandas se solicitan daños compensatorios y punitivos por daños a terceros en su persona, saldos caídos y/o pérdida de utilidades, daños a bienes de terceros y disminución del valor de la misma, y honorarios de abogados.

También están pendientes cinco juicios de accionistas que argumentan el incumplimiento de las obligaciones de lealtad hacia la empresa contra ciertos funcionarios y ciertos consejeros de Sempra Energy y/o SoCalGas, cuatro de los cuales se unieron en una Demanda de Accionistas Consolidados en agosto de 2017. En noviembre de 2019, El Tribunal Superior desestimó las demandas basándose en que los actores no habían presentado adecuadamente sus reclamaciones, pero les permitió modificar las demandas para subsanar los defectos. En febrero de 2020, se presentó una demanda modificada. Además, en julio de 2017 se presentó una demanda colectiva federal de valores que sostenían la violación de las leyes federales de valores contra Sempra Energy y algunos de sus funcionarios en el Tribunal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de California. En marzo de 2018, el tribunal desestimó la demanda con el sobreseimiento para poner fin al procedimiento. Los actores han apelado el desistimiento. Se presentaron tres demandas por parte de empresas públicas, incluidas las quejas del Condado de Los Ángeles, en su nombre y del pueblo del Estado de California y el Fiscal General de California, que actuó de forma independiente y en nombre del pueblo del Estado de California y del CARB (Consejo de Recursos Aéreos de California), y el Fiscal de la Ciudad de Los Ángeles que argumentaba la alteración del orden público, competencia desleal y violaciones de las disposiciones del Código de Salud y Seguridad de California relativas a la emisión de contaminantes, entre otras cosas, que solicitaban medidas cautelares, reducción, sanciones civiles y daños y perjuicios. En febrero de 2019, el Tribunal Superior de Los Ángeles aprobó un acuerdo entre SoCalGas y la Oficina del Fiscal de la Ciudad de Los Ángeles, el Condado de Los Ángeles, la Oficina del Fiscal General de California y el CARB, en virtud del cual SoCalGas efectuó pagos y acordó proporcionar fondos para proyectos ambientales por un total de \$120 millones de dólares, incluidos \$21 millones de dólares en sanciones civiles, así como otros compromisos relacionados con la seguridad. En febrero de 2016, la Fiscalía del Condado de Los Ángeles presentó una denuncia penal por delito menor contra SoCalGas con el fin de obtener sanciones y otros recursos, entre otras cosas, por el supuesto incumplimiento de la notificación oportuna de la Fuga de conformidad con la sección 25510(a) del Código de Salud y Seguridad de California, sección 12.56.030 del Código del Condado de Los Ángeles y la sección 2703(a) del Título 19 del Código de Reglamentos de California. De conformidad con un convenio de transacción celebrado con la Fiscalía del Condado de Los Ángeles, SoCalGas aceptó no impugnar el cargo de notificación y pagar la multa máxima de \$75,000 dólares, las cuotas de penalización de aproximadamente \$233,500 dólares y los compromisos por operaciones cuyo costo se estima en aproximadamente \$6 millones de dólares, los reembolsos y las cuotas a cambio de que la Fiscalía del Condado de Los Ángeles desestime los cargos restantes en el momento de la imponer la pena y resuelva la demanda (Convenio de Transacción con la Fiscalía). SoCalGas concluyó los compromisos y obligaciones del Convenio de Transacción con la Fiscalía, y en noviembre de 2016, el Tribunal Superior de L.A. aprobó el convenio de transacción y dictó un fallo sobre el cargo de notificación. Algunas personas que objetaron el convenio de transacción pidieron al Tribunal de Apelación que anulara el fallo, alegando que se les debía conceder la restitución. En julio de 2019, el Tribunal de Apelación denegó la solicitud en parte, pero remitió el asunto al tribunal de primera instancia para dar a los solicitantes la oportunidad de demostrar los daños derivados únicamente de la demora de tres días en la notificación de la Fuga.

**Procedimientos Normativos.** En enero de 2016, CalGEM y la CPUC dirigieron un análisis independiente de la causa técnica de la Fuga que sería realizado por Blade. En mayo de 2019, Blade publicó su informe, en el que se concluía que la Fuga fue causada por un fallo en la tubería de producción del pozo debido a la corrosión y que los intentos de detener la Fuga no se llevaron a cabo





de forma efectiva, pero no se identificó ningún caso de incumplimiento por parte de SoCalGas. Blade llegó a la conclusión de que las actividades de cumplimiento de SoCalGas que se realizaron previo a la Fuga no encontraron indicios de un problema de estabilidad de la tubería. Sin embargo, Blade opinó que había medidas, ninguna de las cuales se exigía por las normas de almacenamiento de gas en ese momento, que podrían haberse tomado para ayudar a la identificación temprana de la corrosión y que, en opinión de Blade, habrían evitado o mitigado la Fuga. El informe también identificó bien las prácticas y reglamentaciones de seguridad que desde entonces ha aplicado CalGEM e implementado SoCalGas, que abordan la mayor parte de la causa raíz de la Fuga identificada durante la investigación de Blade.

En junio de 2019, la CPUC abrió una OII para considerar las penalizaciones contra SoCalGas por la Fuga, que luego bifurcó en dos fases. La primera fase considerará si SoCalGas violó el artículo 451 del Código de Servicios Públicos u otras leyes, órdenes judiciales o resoluciones de la CPUC, normas o requisitos, si SoCalGas llevó a cabo prácticas irrazonables y/o imprudentes con respecto a su funcionamiento y mantenimiento de la planta de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon o sus prácticas de registro conexas, si SoCalGas cooperó lo suficiente con la División de Aplicación de Seguridad (SED) y con Blade durante la investigación preliminar, y si alguna de las medidas de mitigación propuestas por Blade debería aplicarse en la medida en que no se haya aplicado ya. En noviembre de 2019, la SED, con base, principalmente, en el informe Blade, confirmó un total de 330 violaciones, afirmando que SoCalGas violó el artículo 451 del Código de Servicios Públicos de California y no cooperó en la investigación ni mantuvo los registros adecuados. Las audiencias de la primera fase de la OII están programadas para comenzar en abril de 2020. En la segunda fase se considerará si SoCalGas debe ser sancionada por la Fuga y qué sanciones, en su caso, deben imponerse por cualquier violación probada en la primera fase, así como determinar las cantidades de los diversos costos en los que haya incurrido SoCalGas y otras partes en relación con la Fuga y el tratamiento tarifario u otra disposición de dichos costos. En un anuncio de emergencia de enero de 2016, el Gobernador ordenó a la CPUC que se asegurara de que SoCalGas cubriera los costos relacionados con la Fuga y su respuesta, protegiendo al mismo tiempo a los contribuyentes. Además, CalGEM está investigando la Fuga. En febrero de 2017, la CPUC abrió un procedimiento de conformidad con el proyecto de ley SB 380 para determinar la viabilidad de reducir al mínimo o eliminar el uso de la planta de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon, mientras se mantenía al mismo tiempo la fiabilidad energética y eléctrica de la región, pero excluyendo las cuestiones relativas a la calidad del aire, la salud pública, la causalidad, la culpabilidad o la responsabilidad de los costos en relación con la Fuga.

En la primera fase se estableció un marco para los supuestos en cuanto a la modelización hidráulica, de costos de producción y económica para la posible reducción del uso o la eliminación de la planta de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon. La fase 2 del procedimiento, que evaluará los impactos de la reducción o eliminación de la planta de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon utilizando el marco y los modelos establecidos, comenzó en el primer trimestre de 2019. La CPUC ha indicado que espera emitir su informe relativo a la Fase 2 en 2020. En diciembre de 2019, la CPUC añadió una tercera fase para considerar medios alternativos para cumplir o evitar la solicitud de los servicios de la planta si se eliminara en 2027 o 2045.

Si la planta de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon se cerrara de forma permanente, o si los futuros flujos de efectivo derivados de su funcionamiento fueran de otro modo insuficientes para recuperar su valor en libros, podría dar lugar a un deterioro de la planta y a unos costos de operación considerablemente superiores a los previstos y/o a gastos de capital adicionales, y podría ponerse en peligro la fiabilidad del gas natural y la generación de electricidad. Al 31 de diciembre de 2019, la planta de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon tenían un valor contable neto de \$769 millones de dólares. Cualquier deterioro significativo de este activo, o mayores costos de operación y gastos de capital adicionales incurridos por SoCalGas que podrían no ser recuperables en las tarifas de los clientes, podrían tener un efecto importante adverso en los resultados de las operaciones, la situación financiera y los flujos de efectivo de SoCalGas y Sempra Energy.

**Estimaciones de costos e Impacto contable.** SoCalGas ha incurrido en importantes costos para la reubicación temporal de los residentes de la comunidad para controlar el pozo y detener la Fuga, mitigar el gas natural liberado, comprar gas natural para reemplazar lo que se perdió por la Fuga, defenderse y, en ciertos casos, llegar a un acuerdo, en litigios civiles y penales derivados de la Fuga, pagar los costos de la respuesta ordenada por el gobierno a la Fuga, incluidos los costos para que Blade lleve a cabo el análisis de la causa raíz descrito anteriormente, responder a varias investigaciones del gobierno y de las dependencias en relación con la Fuga y cumplir con la normativa impuesta como resultado de la Fuga. Al 31 de diciembre de 2019, SoCalGas estima que sus costos relacionados con la Fuga son de \$1,116 millones de dólares (la estimación de costos), lo que incluye \$1,086 millones de dólares de costos recuperados o probables costos de recuperación del seguro. Esta estimación puede aumentar significativamente a medida que se disponga de más información. Aproximadamente el 51% del costo estimado es para el programa de reubicación temporal (incluidos costos de limpieza y ciertos costos de mano de obra). Se ha pagado una parte importante de la estimación de costos y se han acumulado \$9 millones de dólares como Reserva para los Costos del Aliso Canyon y \$7 millones de dólares en Créditos Diferidos y otros al 31 de diciembre de 2019 en el Balance General Consolidado de SoCalGas y Sempra Energy. Salvo por las cantidades pagadas o calculadas para resolver ciertos juicios como se mencionó anteriormente, la estimación de los costos no incluye los gastos de litigio o reglamentarios, ya que en este momento no es posible predecir el resultado de esos juicios ni



calcular razonablemente los costos para defender o resolver los juicios o el monto de los daños y perjuicios, la indemnización o las multas, sanciones, penas u otros costos o recursos civiles, administrativos o penales que se puedan imponer o en los que se pueda incurrir, que podrían ser significativos. La estimación de costos tampoco incluye algunos otros costos incurridos por Sempra Energy que se relacionen con la defensa contra demandas por parte de los accionistas y otros costos potenciales en los que actualmente no prevenimos incurrir o que no podemos calcular razonablemente.

Excluyendo el seguro de responsabilidad civil de los consejeros y funcionarios, tenemos al menos cuatro tipos de pólizas de seguro que en conjunto estimamos ofrecen entre \$1.2 mil millones de dólares y \$1.4 mil millones de dólares de cobertura de seguro, dependiendo de la naturaleza de las reclamaciones. Hemos recibido pagos de seguros por muchos de los costos descritos anteriormente, incluida la reubicación temporal y los costos de procesamiento relacionados, gastos de control de pozos, costos de la respuesta ordenada por el gobierno a la Fuga, costos legales y pérdida de gas. Tenemos la intención de buscar la cobertura total de nuestro seguro para los costos en los que hemos incurrido o que podemos incurrir. No podemos asegurar que tengamos éxito en la obtención de una recuperación de daños y perjuicios adicional del seguro para estos costos. Si alguno de los costos no está cubierto por el seguro (incluido cualquier costo que supere los límites aplicables de la póliza), si hay demoras significativas en la recepción del recuperación de daños y perjuicios o si la misma está sujeta a impuestos sobre la renta mientras que los costos relacionados no son deducibles de impuestos, dichas cantidades podrían tener un efecto adverso importante en el flujo de efectivo, en la situación financiera y en los resultados de las operaciones de SoCalGas y Sempra Energy. Al 31 de diciembre de 2019, registramos la recuperación de daños y perjuicios esperada de la estimación de costos relacionados con la Fuga de \$339 millones de dólares como Seguro a cobrar por los Costos de Aliso Canyon en el Balance General Consolidado de SoCalGas y Sempra Energy. Esta cantidad es neta de las retenciones del seguro y de los \$747 millones de dólares de los ingresos del seguro que recibimos hasta el 31 de diciembre de 2019. Si llegáramos a la conclusión de que esta cuenta por cobrar o una parte de la misma ya no es probable que se recupere de los aseguradores, una parte o la totalidad de esta cuenta por cobrar se imputaría a las utilidades, lo que podría tener un efecto adverso importante en los flujos de efectivo, la situación financiera y los resultados de las operaciones de SoCalGas y Sempra Energy.

### ***Sempra México***

**Energía Costa Azul.** IEnova ha estado involucrada en una prolongada disputa por un terreno relacionado con una propiedad adyacente a sus instalaciones de Regasificación ECA LNG cercanas a Ensenada, México. Un demandante de la propiedad adyacente entabló una demanda ante el Tribunal Federal Agrario objetando la negativa de SEDATU, en 2006, de emitir un título de propiedad a su favor respecto a la propiedad en disputa. En noviembre de 2013, el Tribunal Federal Agrario ordenó que SEDATU expidiera el título solicitado y que se procediera con su registro. Tanto SEDATU como IEnova objetaron la orden debido a la falta de notificación del proceso principal. En mayo de 2019, el Tribunal Federal de México revocó la orden. IEnova espera más procesos relacionados con las reclamaciones.

Están pendientes diversas impugnaciones en materia administrativa entabladas en México ante la Agencia de Protección Ambiental Mexicana y los Tribunales Administrativos y Fiscales Federales buscando la revocación de la autorización del impacto ambiental pronunciada respecto a la instalación de Regasificación ECA LNG en 2003. Estos casos generalmente alegan que las medidas de mitigación y las condiciones en la autorización del impacto ambiental no son adecuadas e impugnan las indagaciones de que las actividades de la terminal cumplen con las normas de desarrollo regional.

Asimismo, en agosto de 2018, un demandante presentó una apelación ante el Tribunal de Distrito en Ensenada, Baja California en relación con los permisos sobre impacto social y ambiental expedidos a ECA LNG JV respecto al proyecto exportación-licuefacción potencial en septiembre de 2017 y diciembre de 2017, respectivamente, para permitir que se llevaran a cabo las actividades de licuefacción de gas natural en las instalaciones de Regasificación ECA LNG. El tribunal dictó una orden judicial provisional en septiembre de 2018 y sostuvo dicha orden judicial provisional en una audiencia celebrada en abril de 2019. En diciembre de 2018, las autoridades regulatorias mexicanas relevantes aprobaron las modificaciones al permiso ambiental que facilita el desarrollo de las instalaciones de licuefacción de gas natural propuestas por ECA LNG JV en dos fases. En mayo de 2019, el tribunal canceló la orden judicial provisional. El demandante apeló la resolución del tribunal. Dicha apelación y la objeción principal del demandante a los permisos continúan pendientes.

Se han presentado casos que involucren dos parcelas respecto a la propiedad contra las instalaciones de Regasificación ECA LNG. En un caso, presentado en el Tribunal Federal Agrario en 2006, los demandantes pretendían anular el título de propiedad registrado por una parcela donde se situaba la instalación de Regasificación ECA LNG y obtener la posesión de una parcela diferente que supuestamente se encuentra en el mismo lugar. Se notificó respecto a otra demanda civil entablada en el Tribunal estatal en abril de 2012 pretendiendo invalidar el contrato por medio del cual las instalaciones de Regasificación ECA LNG compraron otra de las parcelas, con base en el hecho de que el precio de compra no era equitativo; el demandante presentó una segunda demanda en 2013



en el Tribunal Federal Agrario buscando una orden consistente en que SEDATU emitiera el título a favor de ella. En enero de 2016, el Tribunal Federal Agrario se pronunció en contra de la demandante, y la demandante impugnó la resolución. En mayo de 2018, el Tribunal Estatal desechó la demanda civil, habiendo apelado la demandante. IEnova espera otro proceso respecto a estos dos asuntos.

Una resolución final desfavorable sobre estas disputas sobre la propiedad o impugnaciones a los permisos podría afectar material y adversamente nuestras operaciones de gasificación natural existentes y nuestros proyectos de licuefacción de gas natural planeados actualmente en desarrollo en las instalaciones de Regasificación ECA LNG, así como al proyecto potencial de exportación de licuefacción ECA LNG JV.

**Segmento Guaymas-El Oro del Gasoducto de Sonora.** El gasoducto de gas natural de Sonora de IEnova Sonora consiste en dos segmentos, el segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas, y el segmento Guaymas-El Oro. Cada segmento tiene su propio contrato de servicio con CFE. En 2015, la tribu Yaqui, con la excepción de algunos miembros que viven en la comunidad de BÁCUM, otorgaron su consentimiento y una servidumbre de paso para que tuviéramos acceso a la construcción del segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de gas natural de Sonora natural que cruza su territorio. Los representantes de la comunidad de BÁCUM presentaron una apelación legal ante el Tribunal Federal Mexicano exigiendo el derecho a retener el consentimiento para el proyecto, la interrupción de la obra en el territorio Yaqui y los daños. En 2016, el juez otorgó una orden de suspensión que prohibía la construcción de dicho segmento a través del territorio de la comunidad de BÁCUM. Puesto que el gasoducto no pasa a través de la comunidad de BÁCUM, IEnova no consideró que la orden de suspensión de 2016 prohibía la construcción en la parte restante del territorio Yaqui. La construcción del segmento Guaymas-El Oro se completó, y comenzaron las operaciones comerciales en mayo de 2017.

Después de iniciar las operaciones comerciales del segmento Guaymas-El Oro, IEnova reportó daños al segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de Sonora en el territorio Yaqui que hizo que esa sección fuese inoperable desde el 23 de agosto de 2017 y, como resultado, IEnova lo declaró un caso de fuerza mayor. En 2017, un tribunal de apelaciones dictaminó que el alcance de la orden de suspensión de 2016 abarcaba la parte más ancha del territorio Yaqui, lo cual ha evitado que IEnova haga las reparaciones para que el gasoducto vuelva a estar en servicio. En julio de 2019, un Tribunal del Distrito Federal dictaminó a favor de IEnova y sostuvo que se había consultado debidamente a la tribu Yaqui y que el consentimiento de la tribu Yaqui se había obtenido apropiadamente. Los representantes de la comunidad de BÁCUM apelaron esta resolución, causando que la orden de suspensión evitara que IEnova reparara el daño al segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de Sonora en el territorio Yaqui para continuar en el lugar hasta que se agotara el proceso de apelaciones.

IEnova ejerció sus derechos conforme al contrato, el cual estipulaba que se podía buscar obtener pagos por causas de fuerza mayor respecto a los dos periodos de dos años en los que se exigió hacer dichos pagos de fuerza mayor, los cuales terminaron el 22 de agosto de 2019.

En julio de 2019, la CFE presentó una solicitud de arbitraje, en general, para anular ciertos términos del contrato que estipulan pagos de capacidad fijos en casos de fuerza mayor y presentó una demanda por daños considerables en relación con el caso de fuerza mayor. En septiembre de 2019, terminó el proceso arbitral cuando IEnova y la CFE llegaron a un acuerdo para reiniciar el servicio de transporte de gas natural en la fase inicial en que se completó la reparación del gasoducto dañado o el 15 de enero de 2020, y se modificó la estructura tarifaria prorrogando la vigencia del contrato por 10 años. En enero de 2020, IEnova y la CFE convinieron en prorrogar el inicio del nuevo servicio del 15 de enero de 2020 al 15 de mayo de 2020. Conforme al contrato revisado, la CFE reanudará la realización de los pagos únicamente cuando se repare la sección dañada del segmento de Guaymas-El Oro del gasoducto de Sonora. Si el gasoducto no se repara alrededor del 15 de mayo de 2020 y las partes no aceptan una nueva fecha para iniciar el servicio, IEnova conserva el derecho de terminar el contrato y buscar la recuperación de sus costes documentados y ganancias perdidas.

Si IEnova no puede hacer dichas reparaciones y reanudar las operaciones en el segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de Sonora dentro de este plazo o si IEnova termina el contrato y no puede obtener la recuperación, pudiese tener como resultado un impacto material adverso en los resultados de operaciones y flujos de caja de Sempra Energy y nuestra capacidad para recuperar el valor en libros de nuestra inversión. El segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas del gasoducto de Sonora continúa operando totalmente y no se ha visto impactado por estos desarrollos.

**Gasoducto Marino Tuxpan-Sur de Texas.** Sempra México tiene un interés del 40% en IMG JV, un JV con una subsidiaria de TC Energy, para construir, poseer y operar el gasoducto marítimo de gas natural Tuxpan -Sur de Texas en México. El JV tiene un acuerdo para brindar a la CFE servicios de transporte de gas natural conforme a un contrato de 25 años, denominado en dólares E.U. Anteriormente IMG JV recibió pagos por causas de fuerza mayor de la CFE, de noviembre de 2018 a abril de 2019, después





de que los retrasos en la construcción se prolongaron a la fecha de la operación comercial. En junio de 2019, la CFE presentó una solicitud de arbitraje en general para anular ciertos términos del contrato que estipulan pagos fijos de capacidad en casos de fuerza mayor y presentó una demanda por daños sustanciales en relación con el caso de fuerza mayor. En septiembre de 2019, la JV y CFE modificaron el contrato de servicios de transporte de gas para modificar la estructura tarifaria y prorrogar la vigencia del contrato por 10 años, lo cual terminó el proceso arbitral. Las actividades de construcción y de puesta en marcha del gasoducto se completaron en junio de 2019 y, en septiembre de 2019, IMG JV recibió la aceptación de la CFE permitiendo que el gasoducto entrara en operación comercial y servicio conforme al contrato de transporte de gas para comenzar.

### **Otro Litigio**

Sempre Energy mantiene un NCI en RBS Sempra Commodities, una sociedad de responsabilidad limitada en el proceso que está siendo liquidado. NatWest Markets plc, antiguamente RBS, nuestro socio en JV, pagó un avalúo de £86 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$138 millones en dólares estadounidenses) en octubre de 2014 a HMRC para negar las reclamaciones para el reembolso del IVA entabladas en relación con la compra de concesiones crediticias de carbón por parte de RBS SEE, una subsidiaria de RBS Sempra Commodities. RBS SEE desde entonces ha estado vendiendo a JP Morgan y posteriormente a Mercuria Energy Group, Ltd. HMRC argumentaba que RBS no tendría derecho a reducir su pasivo IVA por el IVA pagado en ciertas compras crediticias de carbón durante 2009 debido a que RBS sabía y debería haber sabido que ciertos vendedores en la cadena comercial no remiten su propio IVA a HMRC. Después de pagar los derechos, RBS presentó una Notificación de Apelación respecto a los derechos ante el Tribunal de Primera Instancia. El juicio respecto al asunto está programado entre el 2 de noviembre de 2020 y el 11 de diciembre de 2020.

En 2015, los liquidadores presentaron una reclamación ante el Tribunal Superior de Justicia contra RBS y Mercuria Energy Europe Trading Limited (los Demandados) en representación de 10 compañías (las Compañías Liquidantes) que se involucraron en la comercialización crediticia del carbón por medio de cadenas que incluían una compañía que comercializaba directamente con RBS SEE. La reclamación alega que la participación de los Demandados en la compra y venta de créditos del carbón tuvo como resultado que las transacciones comerciales crediticias del carbón de las Compañías Liquidantes crearan un pasivo de IVA que no podían pagar, y que los Demandados son responsables de otorgar una compensación equitativa debido a la asistencia deshonestas y por compensación conforme a la Ley de Insolvencia del Reino Unido de 1986. Se llevó a cabo un juicio sobre este asunto en junio y julio de 2018, al cierre del cual las Compañías Liquidables argumentaron que los Demandados eran responsables ante las Compañías Liquidables por la cantidad de £71.5 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$95 millones en dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2019) por asistencia deshonestas y, en la medida en que dicha reclamación no tenga éxito, a los liquidadores por la misma cantidad conforme a la Ley de Insolvencia del Reino Unido de 1986. Si el Tribunal Superior de Justicia encuentra que los Demandados son responsables, determinará la cantidad. JP Morgan nos notificó que Mercuria Energy Group, Ltd. ha buscado la indemnización de la reclamación, y JP Morgan a la vez ha buscado obtener la indemnización de Sempra Energy y RBS.

Si bien el resultado definitivo continúa siendo incierto, en el tercer trimestre de 2018, afectamos nuestra inversión restante por el método de participación de \$65 millones de dólares en RBS Sempra Commodities.

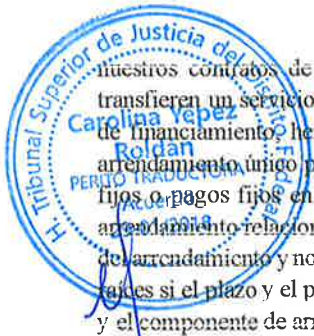
Ciertas subsidiarias EFH que adquirimos como parte de la Fusión son demandados en litigios por daños personales entablados en los tribunales estatales a lo largo de Estados Unidos. Al 21 de febrero de 2020, 275 litigios están pendientes, de los cuales 182 litigios ya han sido notificados. Estos casos alegan enfermedades o muerte como resultado de la exposición al asbesto en plantas de energía diseñadas y/ construidas por compañías cuyos activos fueron adquiridos por las entidades predecesoras a las subsidiarias EFH, y generalmente se entablan reclamaciones por defectos en el producto, negligencia, responsabilidad estricta y defunción y muerte injustificada. Buscan daños compensatorios y punitivos. Asimismo, en relación con el proceso de quiebra de EFH, se presentaron aproximadamente 28,000 constancias de adeudo en representación de personas que alegan la exposición al asbesto en circunstancias similares y argumentan el derecho a entablar dichos litigios en el futuro. Anticipamos que se entablarán más litigios. Ninguna de estas reclamaciones o litigios se descargaron en el proceso de quiebra EFH.

También somos demandados en el juicio ordinario de rutina incidental a nuestros negocios, incluyendo lesiones personales, litigio por contratación, responsabilidad en el producto, daños a la propiedad y otras reclamaciones. Los jurados han demostrado cada vez más que están dispuestos a otorgar indemnizaciones importantes, incluyendo daños punitivos, en estos tipos de casos.

### **ARRENDAMIENTOS**

Existe un arrendamiento cuando un contrato transfiere el derecho para controlar el uso de un activo identificado por un periodo a cambio de una consideración. Determinamos que si un acuerdo es o contiene un arrendamiento al inicio del contrato. Algunos de





nuestros contratos de arrendamiento contienen componentes que no son de arrendamiento, que representan actividades que transfieren un servicio o bien por separado al arrendatario. Como arrendatario tanto para los arrendamientos de operación como de financiamiento, hemos optado por combinar los componentes de arrendamiento y no arrendados como un componente de arrendamiento único para bienes raíces, vehículos de flota, instalaciones generadoras de energía y gasoductos, donde los pagos fijos o pagos fijos en esencia asignables al componente que no es de arrendamiento se consideran como parte del pasivo de arrendamiento relacionado y el activo con derecho de uso ROU. Como arrendador, hemos optado por combinar los componentes de arrendamiento y no arrendados como un único componente de arrendamiento para instalaciones generadoras de energía y bienes raíces si el plazo y el patrón de transferencia del arrendamiento y de los componentes que no son de arrendamiento son los mismos y el componente de arrendamiento se clasificaría como un arrendamiento de operación si se considera por separado.

### **Contabilidad del Arrendatario**

Contamos con arrendamientos de operación y financiamiento para bienes muebles e inmuebles (incluidos espacios de oficinas, terrenos, flota de vehículos, maquinaria y equipo, almacenes y otras instalaciones operacionales) y contratos de compraventa de energía CCH con instalaciones para la planta de energía renovable y de planta de energía pico.

Algunos de nuestros arrendamientos incluyen opciones para ampliar los periodos de arrendamiento hasta por 25 años, mientras que otros incluyen opciones para terminar el arrendamiento en un año. Nuestras obligaciones de arrendamiento y activos por derecho de uso se basan en las condiciones de arrendamiento que pueden incluir las opciones que amplíen o terminen el arrendamiento cuando sea razonablemente cierto que ejercerán dicha opción.

Algunos de nuestros contratos son arrendamientos a corto plazo, que tienen un periodo de arrendamiento de 12 meses o menos al inicio del arrendamiento. No reconocemos una obligación de arrendamiento o un activo por derecho de uso derivado de arrendamientos a corto plazo para todas las clases existentes de los activos subyacentes. En estos casos, reconocemos los costos de arrendamiento a corto plazo de manera directa con respecto al periodo del arrendamiento. Nuestros costos de arrendamiento a corto plazo para el periodo reflejan razonablemente nuestros compromisos de arrendamiento a corto plazo.

Algunos de nuestros arrendamientos contienen cláusulas de actualización que requieren incrementos anuales en la renta que varían de 2% a 4% o con base en el Índice de Precios al Consumidor. Las rentas pagaderas conforme a estos arrendamientos pueden incrementar en una cantidad fija cada año o aplicando un porcentaje anual. Los pagos de arrendamiento variables basados en un índice o tasa se incluyen en la medición inicial de nuestro pasivo por arrendamiento y activo por derecho de uso con base en el índice o tasa al inicio del arrendamiento y no se vuelven a calcular debido a los cambios en el índice o tasa. En su lugar, los cambios en el índice o tasa se tratan como pagos variables de arrendamiento y se reconocen en el periodo en que se incurre en el pasivo respecto a dichos pagos.

Similantemente, los contratos de compraventa de energía (CCE) para la compra de energía renovable en SDG&E requieren pagos de arrendamiento con base en una tasa fija por MWh producida por las instalaciones, y estamos obligados a comprar esencialmente toda la producción de las instalaciones. SDG&E debe pagar cantidades adicionales por cargos de capacidad y compra real de energía que excedan los compromisos mínimos de energía. Conforme a estos contratos, no reconocemos pasivos por arrendamiento ni activos por Derecho de Uso respecto a arrendamientos para los cuales no existen pagos de arrendamiento fijos. En su lugar, estos pagos variables de arrendamiento se reconocen por separado como costos variables de arrendamiento. SDG&E calcula que estos pagos variables de arrendamiento sean de \$326 millones de dólares en 2020, \$328 millones de dólares en 2021, \$328 millones de dólares en 2022, \$327 millones de dólares en 2023, \$328 millones de dólares en 2024 y \$3,707 millones de dólares, de ahí en adelante.

A la fecha del inicio del arrendamiento, reconocemos un pasivo por arrendamiento respecto a nuestra obligación de hacer pagos de arrendamiento futuros, los cuales calculamos inicialmente al valor actual usando nuestro tipo de interés progresivo a la fecha del inicio del arrendamiento, excepto si el tipo de interés implícito en el arrendamiento es fácilmente determinable. Calculamos nuestro tipo de interés progresivo con base en el tipo de interés que tendríamos que pagar para solicitar un préstamo garantizado, en un periodo similar, una cantidad igual a los pagos de arrendamiento en un ambiente económico similar. También registramos un activo por derecho de uso respecto a nuestro derecho de usar el activo subyacente, el cual inicialmente es igual al pasivo por arrendamiento, y se ajusta para los pagos de arrendamiento hechos en o antes del inicio del arrendamiento, incentivos de arrendamiento y cualesquier costos directos iniciales. Como otros activos duraderos, realizamos la prueba de recuperación de los activos por Derecho de Uso cuando han ocurrido casos o cambios en las circunstancias que pudiesen afectar el valor de recuperación o la vida útil calculada de los activos por Derecho de Uso.

Para nuestros arrendamientos de operación, nuestras empresas no reguladas reconocen un sólo costo de arrendamiento en línea recta respecto a la vigencia del arrendamiento en gastos de operación. Las Empresas de Servicios Públicos de California reconocen

este costo de arrendamiento único sobre una base que es congruente con la recuperación de dichos costos de acuerdo con los U.S. GAAP por que rigen las operaciones reguladas por la tasa.

Para nuestros arrendamientos de financiamiento, los intereses pagados sobre los pasivos de arrendamiento y la amortización del activo por derecho de uso se consideran por separado. Nuestras empresas no reguladas usan el método de tasa de interés efectivo para responder por los intereses sobre pasivos por arrendamiento y amortizar el activo por derecho de uso directo respecto al periodo del arrendamiento. Las Empresas de Servicios Públicos de California reconocen la amortización del activo ROU sobre una base que sea congruente con la recuperación de dichos costos de acuerdo con los U.S. GAAP que rigen las operaciones reguladas por la tasa.

Nuestros arrendamientos no contienen ningún convenio importante, restricción o garantía del valor residual.

En el siguiente cuadro se resume la clasificación de los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento, así como la tasa de descuento y el periodo de arrendamiento remanente promedio ponderado relacionado con los arrendamientos de financiamiento y operación.

#### INFORMACIÓN DEL ARRENDATARIO EN BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de 2019		
	Sempra Energy Consolidado	SDG&E	SoCalGas
<b>Activos con Derecho de Uso:</b>			
Arrendamientos por operaciones:			
Activos con Derecho de Uso	\$ 591	\$ 130	\$ 94
Arrendamientos financieros:			
Propiedad, Planta y Equipo	1,353	1,326	27
<b>Depreciación acumulada</b>	(64)	(57)	(7)
Propiedad, Planta y Equipo	1,289	1,269	20
Total Activos con Derecho de Uso	\$ 1,880	\$ 1,399	\$ 114
<b>Pasivos de arrendamiento</b>			
Arrendamientos por operaciones:			
Otros pasivos circulantes	\$ 52	\$ 27	\$ 18
Créditos diferidos y otros	445	102	75
	497	129	93
Arrendamientos financieros:			
Porción vigente de la deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	26	20	6
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	1,263	1,250	13
	1,289	1,270	19
Total de pasivos de arrendamiento	\$ 1,786	\$ 1,399	\$ 112
<b>Promedio ponderado del plazo restante de arrendamiento (en años):</b>			
Arrendamientos por operaciones	13	6	6
Arrendamientos financieros:	19	20	6
<b>Tasa de descuento promedio ponderada:</b>			
Arrendamientos por operaciones	6.01%	3.55%	3.73%
Arrendamientos financieros	14.76%	14.83%	3.23%

Los componentes de los costos de arrendamiento fueron los siguientes:

#### INFORMACIÓN DEL ARRENDATARIO EN EL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO <sup>(1)</sup>

(En millones de dólares)

Años terminados al 31 de diciembre de 2019



	Sempra Energy Consolidado	SDG&E	SoCalGas
Costos de arrendamiento operativo	\$ 96	\$ 33	\$ 27
Costos de arrendamientos financieros:			
Amortización de Activos con Derecho de Uso (ROU)	24	18	6
Intereses de las obligaciones de arrendamiento	173	173	-
Costos totales del arrendamiento financiero	197	191	6
Costos de arrendamiento a corto plazo <sup>(2)</sup>	6	2	-
Costos variables de arrendamiento <sup>(2)</sup>	482	471	10
Costos totales de arrendamiento	\$ 781	\$ 697	\$ 43

(1) Incluye los costos capitalizados en PP&E.

(2) Los arrendamientos a corto plazo con costos de arrendamiento variables se registran y presentan como costos de arrendamiento variables.

El efectivo pagado por las cantidades incluidas en la medición de las obligaciones de arrendamiento fue el siguiente:

#### INFORMACIÓN DEL ARRENDATARIO EN LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJO DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de 2019		
	Sempra Energy Consolidado	SDG&E	SoCalGas
Actividades de operación			
Efectivo pagado por los arrendamientos por operación	\$ 101	\$ 33	\$ 27
Efectivo pagado por arrendamientos financieros:	173	173	-
Actividades financieras			
Efectivo pagado por arrendamientos financieros	24	18	6
Aumento de las obligaciones de arrendamiento operativo de los activos con Derecho de Uso	585	158	118
Aumento de las obligaciones de arrendamiento financiero para la inversión en PP&E	38	16	22

En el cuadro que se muestra a continuación se presenta el análisis de los vencimientos de nuestras obligaciones por concepto de arrendamiento y la conciliación con el valor actual de las obligaciones por concepto de arrendamiento:

PERITO TRADUCTORA

Acuerdo

### ANÁLISIS DEL VENCIMIENTO DEL PASIVO DEL ARRENDATARIO

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de 2019					
	Sempra Energy Consolidado		SDG&E		SoCalGas	
	Arrendamientos por operaciones	Arrendamientos financieros	Arrendamientos por operaciones	Arrendamientos financieros	Arrendamientos por operaciones	Arrendamientos financieros
2020	\$ 75	\$ 198	\$ 30	\$ 192	\$ 22	\$ 6
2021	75	193	32	190	20	3
2022	63	192	22	190	18	2
2023	54	192	17	190	13	2
2024	50	187	15	185	12	2
A partir de	452	2,629	28	2,624	19	5
Total de pagos de arrendamiento sin descuento	769	3,591	144	3,571	104	20
Menos: interés imputado	(272)	(2,302)	(15)	(2,301)	(11)	(1)
Total de pasivos de arrendamiento	497	1,289	129	1,270	93	19
Menos: pasivos de arrendamiento circulantes	(52)	(26)	(27)	(20)	(18)	(6)
Pasivos por concepto de arrendamiento a largo plazo	\$ 445	\$ 1,263	\$ 102	\$ 1,250	\$ 75	\$ 13

#### Arrendamientos que aún no han iniciado

SDG&E y SoCalGas cuentan con contratos de arrendamiento para adquisiciones futuras de vehículos de flota con límite de arrendamiento máximo agregado de \$174 millones de dólares. SDG&E y SoCalGas han utilizado \$54 millones de dólares y \$72 millones de dólares, respectivamente, de dichos límites máximos al 31 de diciembre de 2019.

Sempra LNG cuenta con un contrato de arrendamiento para espacio de oficinas en Houston, Texas que comenzará en febrero de 2020. Esperamos que los pagos de arrendamiento fijos futuros comiencen en 2021 y que sean de \$1 millón de dólares en 2021, \$2 millones de dólares al año de 2022 al 2024, y \$16 millones de dólares de ahí en adelante hasta que caduquen en 2031.





Revelaciones de arrendamiento conforme a U.S. GAAP por los años anteriores.

Los Gastos por reparación de los Arrendamientos por operaciones fueron los siguientes:

**GASTO POR RENTAS - ARRENDAMIENTOS POR OPERACIONES**

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Sempra Energy Consolidado	\$ 122	\$ 107
SDG&E	27	28
SoCalGas	41	43

El cargo por amortización anual para CCEs contabilizado como arrendamientos de capital tanto en Sempra Energy Consolidado como en SDG&E fue de \$11 millones de dólares y \$8 millones de dólares en 2018 y 2017, respectivamente. El cargo por depreciación anual para vehículos de flota y otros activos en 2018 y 2017 fue de \$8 millones de dólares y \$3 millones de dólares, respectivamente, en Sempra Energy Consolidado, incluyendo \$2 millones de dólares y \$1 millón de dólares, respectivamente, en SDG&E y \$6 millones de dólares y \$2 millones de dólares, respectivamente, en SoCalGas.



El siguiente cuadro presenta los pagos de arrendamiento mínimos futuros conforme a las Buenas Prácticas de Contabilidad de E.U., previas.

### PAGOS FUTUROS MÍNIMOS POR ARRENDAMIENTO

(En millones de dólares)

al 31 de diciembre de								
Sempra Energy Consolidado			SDG&E			SoCalGas		
	Acuerdo de construcción a medida	Arrendamientos por operaciones	Arrendamientos capitalizables	Arrendamientos por operaciones	Arrendamientos capitalizables	Arrendamientos por operaciones	Arrendamientos capitalizables	
2019	\$ 10	\$ 77	\$ 215	\$ 23	\$ 212	\$ 26	\$ 3	
2020	11	55	210	22	210	22	-	
2021	11	53	211	22	211	21	-	
2022	11	50	211	21	211	20	-	
2023	11	42	211	17	211	16	-	
Thereafter	217	253	3,196	48	3,196	28	-	
Total de pagos de arrendamiento sin descuento	\$ 271	\$ 530	4,254	\$ 153	4,251	\$ 133	3	
Menos: costos de ejecución estimados			(480 )		(480 )		-	
Menos: interés imputado			(2,483 )		(2,483 )		-	
Total pagos futuros mínimos por arrendamiento			\$ 1,291		\$ 1,288		\$3	

#### Contabilidad del Arrendador

Sempra México es un arrendador de ciertos de sus gasoductos de gas natural, ductos de etano, estaciones compresoras e instalaciones de almacenaje GLP. Estos arrendamientos de operación caducan en diversas fechas a partir de 2021 al 2039.

Sempra México espera continuar derivando el valor de los activos subyacentes asociados con sus gasoductos después de que terminen sus periodos de arrendamiento respectivos con base en la vida útil restante esperada, condiciones de mercado esperadas y planes para volver a comercializar y volver a contratar los activos subyacentes.

En general, reconocemos el ingreso por arrendamiento de operación en línea directa respecto al periodo de arrendamiento y evaluamos el activo subyacente respecto a su deterioro. Ciertos de nuestros arrendamientos contienen los ajustes a la tasa o se basan en las tasas de divisa extranjera que pudiesen resultar en los pagos de arrendamiento recibidos que varían de un periodo al siguiente periodo.

A continuación, proporcionamos información sobre los contratos de arrendamiento en los que somos el arrendador.

### INFORMACIÓN DEL ARRENDADOR - SEMPRA ENERGY

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
<b>Activos sujetos a contratos de arrendamiento operativo:</b>		
Activos destinados para su venta	\$ -	\$ 172
Propiedad, Planta y Equipo <sup>(1)</sup>	1,038	1,022
Depreciación acumulada	(179 )	(142)
Propiedad, Planta y Equipo, neto	\$ 859	\$ 880

al 31 de diciembre de 2019

### Análisis del vencimiento de los pagos de los arrendamientos por operaciones:

2020	\$ 201
2021	193
2022	193
2023	193
2024	193
A partir de	2,402
Total flujos de efectivo no descontados	\$ 3,375

(1) Incluido en Maquinaria y Equipo Oleoductos y Almacenamiento dentro de las principales categorías funcionales de PP&E.

### INFORMACIÓN DEL ARRENDADOR EN ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS - SEMPRA ENERGY

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Pagos por arrendamiento fijos	\$ 200	\$ 194	\$ 193
Pagos por arrendamiento variables	6	72	44
Total de ingresos de los arrendamientos operativos <sup>(1)</sup>	\$ 206	\$ 266	\$ 237
Gastos por depreciación	\$ 38	\$ 72	\$ 57

(1) Incluido en los ingresos: Negocios relacionados con la energía en los Estados Consolidados de resultados

### COMPROMISOS CONTRACTUALES

#### Contratos de Gas Natural

SoCalGas tiene la responsabilidad de conseguir gas natural para los clientes principales tanto de SDG&E como de SoCalGas en una cartera combinada. SoCalGas compra gas natural conforme a contratos de largo plazo y corto plazo para su cartera de diversas regiones productoras en el suroeste de los Estados Unidos, Montañas Rocosas en los Estados Unidos, y Canadá, principalmente con base en los índices cotizados a la semana mensualmente publicados.

SoCalGas transporta gas natural principalmente conforme a los contratos a largo plazo de capacidad del gasoducto interestatal de la compañía que otorga cargos de reserva anual, los cuales se recuperan en las tarifas. SoCalGas tiene compromisos con compañías de gasoducto interestatal de acuerdo con una capacidad del gasoducto garantizada conforme a los contratos que caducan en diversas fechas hasta 2031.



Sempra LNG cuenta con varios contratos de capacidad para almacenaje de gas natural y su transporte. Los costos de transporte de dichos contratos varían con base en la capacidad del gasoducto.

En mayo de 2017, Sempra LNG recibió el producto del acuerdo de \$57 millones de dólares por una reclamación por violación del contrato contra una contraparte en un tribunal de quiebra. Del producto total, \$47 millones de dólares se relacionarán con un cargo que registramos en 2016 como resultado de que se libere permanentemente cierta capacidad del gasoducto. Sempra LNG registró el producto del acuerdo como una reducción en el Costo de Ventas de los Negocios Relacionados con Energía en la Declaración Consolidada de Operaciones de Sempra Energy en 2017.



Los pagos sobre nuestros contratos de gas natural podrían exceder el compromiso mínimo con base en las necesidades de la cartera. A 31 de diciembre de 2019, los pagos mínimos futuros conforme a los contratos de gas natural existentes, así como los contratos de transporte y almacenaje de gas natural son los siguientes:

#### PAGOS MÍNIMOS FUTUROS - SEMPRA ENERGY CONSOLIDADO

(En millones de dólares)

	Almacenamiento y Transporte	Gas natural <sup>(1)</sup>	Total <sup>(1)</sup>
2020	\$ 169	\$ 23	\$ 192
2021	161	15	176
2022	76	11	87
2023	54	11	65
2024	43	12	55
A partir de	297	7	304
Total pagos mínimos	\$ 800	\$ 79	\$ 879

(1) Excluye las cantidades relacionadas con el contrato de compra de LNG que se revisa a continuación.

#### PAGOS MÍNIMOS FUTUROS - SOCALGAS

(En millones de dólares)

	Transportación	Gas natural	Total
2020	\$ 122	\$ 2	\$ 124
2021	117	1	118
2022	36	-	36
2023	23	-	23
2024	13	-	13
A partir de	35	-	35
Total pagos mínimos	\$ 346	\$ 3	\$ 349

Los pagos totales conforme a los contratos de gas natural y a los contratos de transporte y almacenaje de gas natural, así como los pagos para cumplir con las necesidades adicionales de la cartera en Sempra Energy Consolidado y SoCalGas fueron los siguientes:

#### PAGOS BAJO CONTRATOS DE GAS NATURAL

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidado	\$ 1,326	\$ 1,345	\$ 1,429
SoCalGas	1,181	1,169	1,213

#### Contrato de Compraventa de LNG

Sempra LNG tiene un contrato de compraventa y venta para el suministro de LNG a las instalaciones de Regasificación ECA LNG. La cantidad comprometida se calcula usando una fórmula predeterminada con base en precios a futuro estimados del índice aplicable del 2020 al 2029. A pesar de que este contrato especifica un número de cargas que serán entregadas, conforme a sus términos, el cliente puede desviar ciertos cargamentos, lo cual reduciría las cantidades pagadas conforme al contrato por parte de Sempra LNG.

Al 31 de diciembre de 2019, se entregan, conforme al contrato, las siguientes cantidades comprometidas de LNG se basan en la suposición de que todo cargamento, menos aquellos cuya desviación ya se confirmó, sea entregado de acuerdo con el contrato:

### CANTIDADES COMPROMISO DE LNG

(En millones de dólares)

2020	\$	265
2021		368
2022		370
2023		374
2024		387
A partir de		1,842
Total	\$	3,606

Las compras de LNG reales en 2019, 2018 y 2017 han sido considerablemente menores a la cantidad máxima proporcionada conforme al contrato debido a que el cliente optó por desviar la mayoría de los cargamentos de acuerdo como se permite en el contrato.

### Contratos de Compra de Energía

Para 2020, SDG&E espera cumplir con los requerimientos de energía del cliente provenientes de los siguientes tipos de recursos:

- Contratos a largo plazo: 27% (de los cuales 26% se suministra conforme a los contratos de energía renovable los cuales caducan en diversas fechas hasta el 2041)
- Otros contratos de carga y de generación propiedad de SDG&E: 59%
- Adquisición al contado en el mercado: 14%

Los pagos hechos conforme a nuestros contratos de energía adquirida podrían exceder los compromisos mínimos basados en los requerimientos de energía. Al 31 de diciembre de 2019, los pagos mínimos futuros conforme a los contratos de energía adquirida a largo plazo para Sempra Energy Consolidado y SDG&E son los siguientes:

### PAGOS MÍNIMOS FUTUROS - CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA

(En millones de dólares)

2020	\$	233
2021		229
2022		233
2023		194
2024		166
A partir de		904
Total pagos mínimos <sup>(1)</sup>	\$	1,959

(1)Excluye los contratos de compra que se contabilizan como arrendamientos financieros

Los pagos sobre estos contratos representan cargos por capacidad y compras de transmisión y energía mínima que exceden el compromiso mínimo. SDG&E debe pagar cantidades adicionales por compras reales de energía que excedan los compromisos de energía mínimos. El total de pagos conforme a los contratos de adquisición de energía para Sempra Energy Consolidado y SDG&E fueron de \$744 millones de dólares en 2019, \$712 millones de dólares en 2018 y \$781 millones de dólares en 2017.

### Proyectos de Desarrollo y Construcción

Sempra Energy Consolidado tiene diversos proyectos de capital en curso en Estados Unidos y México. Nuestros compromisos contractuales totales al 31 de diciembre de 2019 conforme a estos proyectos son de aproximadamente \$1,212 millones de dólares, requiriendo pagos futuros de \$990 millones de dólares en 2020, \$56 millones de dólares en 2021, \$33 millones de dólares en 2022, \$18 millones de dólares en 2023, \$14 millones de dólares en 2024 y \$101 millones de dólares de ahí en adelante. A continuación, se encuentra un resumen por segmento de las contingencias y compromisos contractuales relacionados con dichos proyectos.



Al 31 de diciembre de 2019, SDG&E tiene compromisos para hacer pagos futuros de \$57 millones de dólares para proyectos de construcción que incluyen:

- \$49 millones de dólares de mejoras a la infraestructura de los sistemas de distribución y transmisión de gas natural y eléctrica y;
- \$8 millones de dólares relacionados con la gestión de combustible consumido en SONGS.

SDG&E espera que los pagos futuros conforme a estos compromisos contractuales sean de \$20 millones de dólares en 2020, \$19 millones de dólares en 2021, \$14 millones de dólares en 2022, \$1 millón de dólares en 2023, \$1 millón de dólares en 2024 y \$2 millones de dólares de ahí en adelante.

#### *Sempra México*

Al 31 de diciembre de 2019, Sempra México tiene compromisos para hacer pagos futuros de \$976 millones de dólares para proyectos de construcción que incluyen:

- \$567 millones de dólares para terminales de combustibles líquidos;
- \$283 millones de dólares para servicios de mantenimiento en curso y gasoductos de gas natural; y
- \$126 millones de dólares para proyectos renovables.

Sempra México espera que los pagos futuros conforme a estos compromisos contractuales sean de \$791 millones de dólares en 2020, \$37 millones de dólares en 2021, \$19 millones de dólares en 2022, \$17 millones de dólares en 2023, \$13 millones de dólares en 2024 y \$99 millones de dólares de ahí en adelante.

#### *Sempra LNG*

Al 31 de diciembre de 2019, Sempra LNG tiene compromisos para hacer pagos futuros de \$179 millones de dólares principalmente para proyectos de transporte de gas natural y costos para el desarrollo de licuefacción de LNG. Se espera que estos pagos futuros conforme a estos compromisos contractuales se hagan en 2020.

### **OTROS COMPROMISOS**

#### *SDG&E*

Comentamos sobre el desecho del combustible nuclear y aseguramiento nuclear relacionado con SONGS en la Nota 15.

En relación con la terminación del proyecto Sunrise Powerlink en 2012, la CPUC requiere que SDG&E establezca un fondo para mitigación de incendios con el fin de reducir al máximo el riesgo de incendio, así como con el fin de reducir el impacto potencial de los incendios forestales en residencias y estructuras cercanas a Sunrise Powerlink. Los pagos futuros para estos compromisos contractuales, para los cuales se ha registrado un pasivo, se espera que sean de \$4 millones de dólares al año en 2020 al 2024 y \$282 millones de dólares, de ahí en adelante, sujeto a una actualización de 2% anual, por un periodo restante de 50 años. Al 31 de diciembre de 2019, el valor presente de estos pagos futuros de \$121 millones de dólares se registró como un activo reglamentario ya que las cantidades representan un costo que se espera recuperar de los clientes en el futuro.

#### *Sempra LNG*

Una consideración adicional para un acuerdo legal exhaustivo del 2006 con el Estado de California con el fin de resolver el litigio Continental Forge incluyendo un contrato que, por un periodo de 18 años, comenzando en 2011, Sempra LNG vendería a la Comisión de Servicios Públicos de California, sujeto a la aprobación CPUC anual, hasta 500 MMcf por día de LNG regasificado de la instalación de Regasificación de LNG ECA de Sempra México que no es suministrado o vendido en México al precio indexado para la frontera de California menos \$0.02 dólares por MMBtu. No se requiere especificar mínimos y, a la fecha no se le ha solicitado a Sempra LNG que suministre gas natural conforme a este contrato.

### **CUESTIONES AMBIENTALES**

Nuestras operaciones están sujetas a las leyes ambientales locales, estatales y federales. También estamos sujetos a reglamentos relacionados con desechos peligrosos, calidad del agua y del aire, uso del suelo, desecho de desperdicios sólidos y protección de la vida silvestre. Estas leyes y reglamentos requieren que investiguemos y corrijamos los defectos por desechar o liberar los materiales en sitios asociados con nuestras operaciones presentes o pasadas. Estos sitios incluyen los sitios donde hemos sido identificados como una PRP, conforme a las leyes federales Superfund y leyes estatales similares.



Además, debemos obtener numerosos permisos, licencias y demás aprobaciones gubernamentales para construir instalaciones y operar nuestros negocios. Los costos de vigilancia ambiental, equipo de control de contaminación, costos de limpieza y honorarios por emisiones son significantes. El incremento en las cuestiones nacionales e internacionales respecto al calentamiento global y las emisiones de dióxido de carbono, óxido de nitrógeno y dióxido sulfúrico podrían tener como resultado requisitos para otros equipos de control de la contaminación, o impuestos u honorarios por emisiones significantes que podrían afectar adversamente a Sempra LNG y Sempra México. Los costos de la Comisión de Servicios Públicos de California para operar sus instalaciones, en cumplimiento con estas leyes y reglamentos, generalmente han sido recuperados en las tarifas que se cobran a los clientes.

Hablamos sobre asuntos ambientales relacionados con la fuga de gas natural en las instalaciones de almacenamiento de gas natural Aliso Canyon de SoCalGas anterior, en "Proceso Legal - SoCalGas - Fuga de Gas de las Instalaciones de Almacenamiento de Gas Natural Aliso Canyon."

#### *Otras Cuestiones Ambientales*

Generalmente capitalizamos los costos significantes en los que incurrimos para mitigar o evitar la contaminación ambiental futura o alargar la vida, incrementar la capacidad o mejorar la seguridad o eficiencia de la propiedad usada en las operaciones actuales. El siguiente cuadro muestra nuestros desembolsos de capital (incluyendo obras de construcción en curso) para cumplir con las leyes y reglamentos ambientales:

#### **EROGACIONES DE CAPITAL PARA CUESTIONES AMBIENTALES**

*(En millones de dólares)*

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Sempra Energy Consolidado	\$ 80	\$ 100	\$ 91
SDG&E	39	38	46
SoCalGas	41	62	45

No hemos identificado ninguna cuestión ambiental significativa fuera de E.U.

En los Servicios Públicos de California, los costos que se relacionan con las operaciones actuales o una condición existente causada por operaciones pasadas generalmente se registran como un activo normativo debido a la propiedad de que estos costos sean recuperados en tarifas.

Las cuestiones ambientales que actualmente enfrentamos, exceptuando las relacionadas con la fuga en la instalación de almacenaje de gas natural Aliso Canyon, que discutimos anteriormente o que resolvimos durante los últimos tres años, incluyen (1) la investigación y reparación de los sitios de gas fabricado de Servicios Públicos de California, (2) limpieza de la tercera parte de los sitios destinados a desecho de desperdicios usados por los Servicios Públicos de California donde hemos sido identificados como un PRP y (3) mitigación del daño al ambiente marítimo causado por la descarga de agua de enfriamiento de SONGS.

El siguiente cuadro muestra el estatus al 31 de diciembre de 2019 de los sitios de gas fabricado de Servicios Públicos de California y los sitios destinados para desecho de desperdicios de terceras partes con respecto a los cuales hemos sido identificados como un PRP:

#### **ESTADO DE LOS SITIOS AMBIENTALES**

	# Sitios completos (1)	# Sitios en procesos
<b>SDG&amp;E:</b>		
Sitios de gas fabricado	3	-
Sitios de eliminación de residuos de terceros	2	1
<b>SoCalGas:</b>		
Sitios de gas fabricado	39	3
Sitios de eliminación de residuos de terceros	5	2





Registramos el valor actual de los pasivos ambientales cuando es probable nuestra responsabilidad y los costos pueden calcularse razonablemente. En la mayoría de los casos, no obstante, las investigaciones aún no se encuentran en una etapa en la que podamos determinar si somos responsables o no o, si es probable que seamos responsables de calcular razonablemente la cantidad o gama de costos. El cálculo de nuestros pasivos todavía está sujeto a ciertas imprecisiones, tales como la naturaleza y grado de contaminación del sitio, lo que involucra normas de limpieza y evaluaciones poco precisas de ingeniería. Revisamos nuestros incrementos periódicamente y, conforme se procede con los trabajos de limpieza y las investigaciones, hacemos los ajustes necesarios.

El siguiente Cuadro muestra nuestros pasivos acumulados para asuntos ambientales al 31 de diciembre de 2019. Del total de pasivos, \$15 millones de dólares se registraron como descuento, cuyas tasas de descuento varían de 1.5% a 3%.

### PASIVO ACUMULADO POR CUESTIONES AMBIENTALES

PERITO TRADUCTORA  
(En millones de dólares)

29/01/2018

	Sitios de gas fabricado	Sitios de eliminación de residuos (PRP) (1)	Otros sitios de desechos peligrosos	Total (2)
SDG&E <sup>(3)</sup>	\$ -	\$ 2	\$ 3	\$ 5
SoCalGas <sup>(4)</sup>	43	2	-	45
Otros	-	1	-	1
Total Semptra Energy	\$ 43	\$ 5	\$ 3	\$ 51

(1) Sitios para los cuales hemos sido identificados como PRP.

(2) Incluye \$7 millones de dólares, \$1 millón de dólares y \$6 millones de dólares clasificados como Pasivos Circulantes, y \$44 millones de dólares, \$4 millones de dólares y \$59 millones de dólares clasificados como Pasivos no circulantes en los Balance General Consolidado de Semptra Energy, SDG&E y SoCalGas, respectivamente.

(3) No incluye el pasivo de SDG&E por la mitigación del medio ambiente marino de SONGS.

(4) No incluye el pasivo de SoCalGas por asuntos ambientales por la Fuga en la planta de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon. Discutimos los asuntos relacionados con la Fuga arriba en "Procedimientos Legales - SoCalGas - Fuga de Gas Natural en la Instalación de Almacenamiento de Gas del Aliso Canyon".

En relación con los permisos de operación otorgados, SDG&E y otros propietarios de SONGS llegaron previamente a un acuerdo con CCC para mitigar el daño al ambiente marítimo causado por la descarga de agua de enfriamiento de SONGS durante su operación. El retiro anticipado de SONGS, descrito en la Nota 15, no reduce la obligación de mitigación de SDG&E. El porcentaje de SDG&E de los costos de mitigación estimados es de \$85 millones de dólares, respecto a los cuales ya se ha incurrido en \$46 millones de dólares hasta el 31 de diciembre de 2019 y \$39 millones de dólares se han acumulado para costos restantes hasta el 2053, que es recuperable en tarifas y se incluye en los Activos Normativos no circulante en los Estados de Pérdidas y Ganancias Consolidados de SDG&E y Semptra Energy. Continúa el trabajo en el arrecife artificial inaugurado en 2008.

CCC ha manifestado que actualmente requiere una ampliación del arrecife debido a que el arrecife existente puede ser muy pequeño para cumplir de conformidad con las normas de desempeño. En 2018, CPUC aprobó una moción conjunta presentada por SDG&E, Edison, TURN y Cal PA en la que solicitaban la aprobación de un acuerdo de conciliación que modifique la aplicación de la recuperación de la tasa y permita que los costes se registren en una cuenta de orden hasta que se apruebe la recuperación de la tasa. En agosto de 2019, Edison y SDG&E presentaron un pronóstico de costes actualizado a CPUC para aprobación de la tasa de recuperación cuando se aprobó el permiso para el desarrollo costero del proyecto. CPUC aprobó el pronóstico de costes actualizado en diciembre de 2019, cuyas tasas surtieron efecto el 1 de enero de 2020. El porcentaje de SDG&E por los costos de ampliación del arrecife actualmente pronosticados hasta septiembre de 2020 es de aproximadamente \$4 millones de dólares, con respecto a los cuales ya se han incurrido en \$3 millones de dólares hasta el 31 de diciembre de 2019 y \$1 millón de dólares es pagadero por costos remanentes hasta septiembre de 2020.

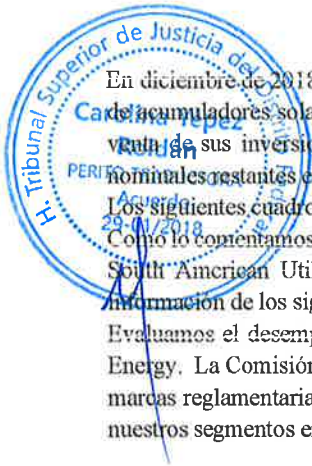
Esperamos que los pagos futuros relacionados con nuestros pasivos ambientales descontados sean de \$9 millones de dólares en 2020, \$32 millones de dólares en 2021, \$2 millones de dólares en 2022, \$2 millones de dólares en 2023, \$1 millón en 2024 y \$50 millones de dólares, de ahí en adelante.



## NOTA 17. INFORMACIÓN DEL SEGMENTO

Hemos gestionado cinco segmentos por separado los cuales informamos a continuación:

- *SDGE* brinda servicio eléctrico a los condados del sur de Orange y de San Diego, así como servicio de gas natural al Condado de San Diego.
- *SoCalGas* es una compañía de servicios de distribución de gas natural que brinda servicio a clientes a lo largo de la mayor parte del Sur de California y parte del centro de California.
- *Sempra Texas Utilities* tiene nuestra inversión en *Oncor Holdings*, la cual, al 31 de diciembre de 2019, es propietaria de 80.25% en *Oncor*, una compañía que da servicios de distribución y transmisión eléctrica regulada a clientes en la parte norte, central, oriental y occidental, así como en las regiones de la franja de Texas, y nuestro interés indirecto de 50% en *Sharyland Holdings*, la cual posee una compañía que brinda servicios de distribución y transmisión eléctrica regulada a clientes cercanos a la frontera de Texas-México. Como lo comentamos en la Nota 5, adquirimos nuestra inversión en *Oncor Holdings* en marzo de 2018 y *Sharyland Holdings* en mayo de 2019.
- *Sempra México* desarrolla, posee y opera o mantiene intereses en infraestructura de combustibles líquidos y etano, GLP, lng, eléctrica y gas natural, y cuenta con operaciones de mercadotecnia para la compraventa de LNG y y la compraventa y venta de gas natural en México.
- *Sempra LNG* (previamente conocida como *Sempra LNG & Midstream*) desarrolla proyectos para la exportación de LNG, mantiene un interés en una instalación para la exportación de LNG, posee y opera tuberías de gas natural, compra, vende y transporta gas natural a través de sus operaciones de mercadotecnia, todo dentro de Estados Unidos y México. En febrero de 2019, completamos la venta de nuestros activos para almacenaje de gas natural en Mississippi Hub y Bay Gas.



En diciembre de 2018, Semptra Renewables completó la venta de todas sus operaciones de activos solares, proyectos de desarrollo de acumuladores solares y de pilas y una instalación para generación eólica. En abril de 2019, Semptra Renewables completó la venta de sus inversiones y activos para generación eólica de restantes. Al completar esta venta, las actividades comerciales nominales restantes en Semptra Renewables se incorporaron a la Matriz y otras, y el segmento Semptra Renewables dejó de existir. Los siguientes cuadros incluyen cantidades de Semptra Renewables hasta que dejó de existir el segmento.

Como lo comentamos en la Nota 5, la información financiera relacionada con nuestros negocios que constituían el segmento Semptra South American Utilities ha sido reclasificado como operaciones descontinuadas para todos los periodos presentados. La información de los siguientes cuadros excluye cantidades de operaciones descontinuadas, excepto si se indica lo contrario.

Evaluamos el desempeño de cada segmento con base en su contribución a los flujos de caja e ingresos reportados de Semptra Energy. La Comisión de Servicios Públicos de California opera esencialmente en territorios de servicio por separado, conforme a marcas reglamentarias y estructuras tarifarias establecidas por CPUC y la FERC. Describimos las políticas contables de todos nuestros segmentos en la Nota 1.

El costo de los servicios comunes compartidos por los segmentos comerciales se asigna directamente con base en diversos factores de costo, dependiendo en la naturaleza del servicio brindado. El gasto e intereses devengados se registran en préstamos intercompañías. Los saldos del préstamo e intereses relacionados se eliminaron en la consolidación.

Los siguientes cuadros muestran la información seleccionada por segmento de nuestras Declaraciones de Operaciones Consolidadas y nuestro Estado de Pérdidas y Ganancias Consolidado. Proporcionamos información sobre nuestras inversiones por método de participación por segmento en la Nota 6. Las cantidades etiquetadas como "Todas las demás" en los siguientes cuadros consisten principalmente en actividades de organizaciones matrices e incluyen ciertos valores nominales de nuestros negocios de Sudamérica que no calificaron para tratarlos como operaciones descontinuadas.





## INFORMACIÓN POR SECTOR

En millones de dólares

Acuerdo  
29/01/2018

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>INGRESOS</b>			
SDG&E	\$ 4,925	\$ 4,568	\$ 4,476
SoCalGas	4,525	3,962	3,785
Sempra México	1,375	1,376	1,196
Sempra Renewables	10	124	94
Sempra LNG	410	472	540
Todos los demás	3	-	-
Ajustes y eliminaciones	(3)	(3)	(1)
Ingresos entre segmentos <sup>(1)</sup>	(416)	(397)	(450)
Total	\$ 10,829	\$ 10,102	\$ 9,640
<b>GASTOS POR INTERESES</b>			
SDG&E <sup>(2)</sup>	\$ 411	\$ 221	\$ 203
SoCalGas	141	115	102
Sempra México	119	120	97
Sempra Renewables	3	19	15
Sempra LNG	35	21	39
Todos los demás	450	496	284
Eliminaciones entre empresas	(82)	(106)	(118)
Total	\$ 1,077	\$ 886	\$ 622
<b>INTEREST INCOME</b>			
SDG&E	\$ 4	\$ 4	\$ -
SoCalGas	2	2	1
Sempra México	78	65	23
Sempra Renewables	11	12	7
Sempra LNG	61	49	56
Todos los demás	4	14	-
Eliminaciones entre empresas	(73)	(61)	(63)
Total	\$ 87	\$ 85	\$ 24
<b>DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN</b>			
SDG&E	\$ 760	\$ 688	\$ 670
SoCalGas	602	556	515
Sempra México	183	175	156
Sempra Renewables	-	27	38
Sempra LNG	10	26	42
Todos los demás	14	19	15
Total	\$ 1,569	\$ 1,491	\$ 1,436
<b>GASTO POR IMPUESTO SOBRE LA RENTA</b>			
SDG&E	\$ 171	\$ 173	\$ 155
SoCalGas	120	92	160
Sempra México	227	185	227
Sempra Renewables	4	71	(226)
Sempra LNG	(5)	(435)	(119)
Todos los demás	(202)	(135)	741
Total	\$ 315	\$ (49)	\$ 938


**INFORMACIÓN POR SEGMENTO (CONTINÚA)**

(En millones de dólares)

Acuerdo  
29-01-2018

Años terminados al 31 de diciembre en al 31 de diciembre de

	2019	2018	2017
<b>GANANCIAS (PERDIDAS) ATRIBUIBLES A LAS ACCIONES ORDINARIAS</b>			
SDG&E	\$ 767	\$ 669	\$ 407
SoCalGas	641	400	396
Sempra Texas Utilities	528	371	-
Sempra México	253	237	169
Sempra Renewables	59	328	252
Sempra LNG	(6 )	(617 )	150
Operaciones discontinuas	328	156	(58)
Todos los demás	(515 )	(620 )	(1,060)
Total	\$ 2,055	\$ 924	\$ 256

**EROGACIONES POR PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO**

SDG&E	\$ 1,522	\$ 1,542	\$ 1,555
SoCalGas	1,439	1,538	1,367
Sempra México	624	368	248
Sempra Renewables	2	51	497
Sempra LNG	112	31	20
All other	9	14	18
Total	\$ 3,708	\$ 3,544	\$ 3,705

**ACTIVOS**

SDG&E	\$ 20,560	\$ 19,225	\$ 17,844
SoCalGas	17,077	15,389	14,159
Sempra Texas Utilities	11,619	9,652	-
Sempra México	9,938	9,165	8,554
Sempra Renewables	-	2,549	2,898
Sempra LNG	3,901	4,060	4,872
Operaciones discontinuas	3,958	3,718	3,561
Todos los demás	749	1,070	1,351
Créditos entre segmentos	(2,137 )	(4,190 )	(2,785)
Total	\$ 65,665	\$ 60,638	\$ 50,454

**INFORMACIÓN GEOGRÁFICA**
**Activos de larga duración <sup>(1)</sup>:**

Estados Unidos	\$ 43,719	\$ 40,611	\$ 31,487
México	6,355	5,800	5,363
Total	\$ 50,074	\$ 46,411	\$ 36,850

**Ingresos <sup>(2)</sup>:**

Estados Unidos	\$ 9,574	\$ 8,840	\$ 8,547
México	1,255	1,262	1,093
Total	\$ 10,829	\$ 10,102	\$ 9,640

(1) Los ingresos de los segmentos sobre los que se debe informar incluyen ingresos entre segmentos de \$5 millones de dólares, \$09 millones de dólares, \$120 millones de dólares y \$222 millones de dólares para 2019; \$4 millones de dólares, \$64 millones de dólares, \$114 millones de dólares y \$215 millones de dólares para 2018; y \$7 millones de dólares, \$74 millones de dólares, \$103 millones de dólares y 266 millones de dólares para 2017 para SDG&E, SoCalGas, Sempra México y Sempra LNG, respectivamente.

(2) Como lo analizamos en la Nota 2, de acuerdo con la aplicación de la norma de arrendamiento el 1 de enero de 2019, desde un punto de vista prospectivo, una porción significativa de los costos de arrendamiento financiero para los PPA que históricamente se han presentado en el Costo del Combustible Eléctrico y la Potencia Comprada se presentan ahora en los Gastos por intereses.

(3) Incluye el PP&R neto y las inversiones.

(4) Las cantidades se basan en el lugar de origen de los ingresos, después de las eliminaciones entre empresas.



# NOTA 18 DATOS FINANCIEROS TRIMESTRALES (NO AUDITADOS)

Proporcionamos información financiera trimestral para Sempra Energy Consolidado, SDG&E y SoCalGas a continuación:

**SEMOPRA ENERGÍA**

(En millones de dólares, excepto por cantidades de acciones)

	Trimestres terminados			
	31 de marzo	30 de junio	30 de septiembre	31 de diciembre
<b>2019:</b>				
Ingresos	\$ 2,898	\$ 2,230	\$ 2,758	\$ 2,943
Gastos y otros ingresos	\$ 2,397	\$ 1,944	\$ 2,310	\$ 2,444
Ingresos de operaciones continuas, netos del impuesto sobre la renta	\$ 560	\$ 357	\$ 653	\$ 429
(Pérdidas) ingresos de operaciones continuas, netos del impuesto sobre la renta	(42 )	78	256	71
Ingresos netos	\$ 518	\$ 435	\$ 909	\$ 500
Utilidades atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 441	\$ 354	\$ 813	\$ 447
EPS (Utilidad por Acción Ordinaria) básica <sup>(1)</sup> :				
Utilidades de las operaciones continuas atribuibles	\$ 1.79	\$ 1.03	\$ 2.04	\$ 1.36
(Pérdidas) utilidades por operaciones discontinuas	\$ (0.19 )	\$ 0.26	\$ 0.89	\$ 0.21
Utilidades	\$ 1.60	\$ 1.29	\$ 2.93	\$ 1.57
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación	274.7	275.0	277.4	284.6
EPS diluido <sup>(1)</sup> :				
Utilidades de las operaciones continuas <sup>(2)</sup>	\$ 1.78	\$ 1.01	\$ 2.00	\$ 1.34
(Pérdidas) utilidades por operaciones discontinuas	\$ (0.19 )	\$ 0.25	\$ 0.84	\$ 0.21
Utilidades <sup>(2)</sup>	\$ 1.59	\$ 1.26	\$ 2.84	\$ 1.55
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación	277.2	279.6	295.8	288.8
<b>2018:</b>				
Ingresos	\$ 2,536	\$ 2,175	\$ 2,565	\$ 2,826
Gastos y otros ingresos	\$ 1,943	\$ 3,358	\$ 2,220	\$ 1,867
(Pérdidas) ingresos de operaciones continuas, netos del impuesto sobre la renta	\$ 330	\$ (585 )	\$ 280	\$ 913
Ingresos de operaciones continuas, netos del impuesto sobre la renta	28	55	54	51
Ingresos (pérdidas) netos	\$ 358	\$ (530 )	\$ 334	\$ 964
Utilidades (pérdidas) atribuibles a las acciones ordinaria	\$ 347	\$ (561 )	\$ 274	\$ 864
EPS básica <sup>(1)</sup> :				
Utilidades (pérdidas) de las operaciones continuas <sup>(2)</sup>	\$ 1.26	\$ (2.29 )	\$ 0.83	\$ 3.00
Utilidades de las operaciones continuas	\$ 0.08	\$ 0.18	\$ 0.17	\$ 0.15
Utilidades (Pérdidas)	\$ 1.34	\$ (2.11 )	\$ 1.00	\$ 3.15
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación	257.9	265.8	273.9	274.3
EPS diluida <sup>(1)(3)</sup> :				
Utilidades (pérdidas) de las operaciones continuas <sup>(2)</sup>	\$ 1.25	\$ (2.29 )	\$ 0.82	\$ 2.89
Utilidades de las operaciones continuas	\$ 0.08	\$ 0.18	\$ 0.17	\$ 0.14
Utilidades (Pérdidas)	\$ 1.33	\$ (2.11 )	\$ 0.99	\$ 3.03
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación	259.5	265.8	275.9	296.4

(1)El EPS se calcula independientemente para cada uno de los trimestres y por lo tanto no puede sumar al total del año.

(2)En los trimestres finalizados el 30 de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2018, debido al efecto dilutivo de ciertas acciones preferentes obligatoriamente convertibles, el numerador utilizado para calcular las EPS diluidas incluyó una adición de las dividendos de las acciones preferentes obligatoriamente convertibles conexas declaradas en esos trimestres.

(3)En el trimestre que finalizó el 30 de junio de 2018, el promedio ponderado total de los valores potencialmente dilutivos no se incluyó en el cálculo de las pérdidas por acción ordinaria, ya que al hacerlo se habría reducido la pérdida por acción.

En abril de 2019, Sempra Renewables completó la venta de sus inversiones y activos en operaciones eólicas y reconoció una ganancia antes de impuestos sobre la venta de \$61 millones de dólares (\$45 millones de dólares después de impuestos). Comentamos la venta y ganancia relacionada en la Nota 5.

En junio de 2018, registramos cargos por deterioro por un total de \$1.5 mil millones de dólares (\$900 millones de dólares después de impuestos y NCI), que incluía \$1.3 mil millones de dólares (\$755 millones de dólares después de impuestos y NCI) en Sempra LNG y \$200 millones de dólares (\$145 millones de dólares después de impuestos) en Sempra Renewables. En diciembre de 2018, redujimos el cargo por deterioro en Sempra LNG en \$183 millones de dólares (\$126 millones de dólares después de impuestos y NCI). Comentamos estos deterioros en las Notas 5 y 12. En diciembre de 2018, completamos la venta de nuestros activos solares en operación E.L., proyectos de desarrollo para almacenaje de baterías y energía solar, así como un interés en una instalación para almacenamiento eléctrica y se reconoció una ganancia antes de impuestos sobre la venta de \$513 millones de dólares (\$367 millones de dólares después de impuestos). Comentamos respecto a las ventas y ganancias relacionadas en la Nota 5.

En septiembre de 2018, perdimos valor en nuestra inversión por el método participación restante en RBS Sempra Commodities registrando un cargo de \$65 millones de dólares en Ganancias del Capital. Comentamos los asuntos relacionados con RBS Sempra Commodities con más detalle en la Nota 16.

### SDG&E

(En millones de dólares)

	Trimestres terminados			
	31 de marzo	30 de junio	30 de septiembre	31 de diciembre
<b>2019:</b>				
Ingresos de operaciones	\$ 1,145	\$ 1,094	\$ 1,427	\$ 1,259
Gastos de operación	883	831	1,004	894
Ingresos por operaciones	\$ 262	\$ 263	\$ 423	\$ 365
Ingresos netos	\$ 177	\$ 146	\$ 266	\$ 185
Utilidades atribuibles a la participación no controladora	(1 )	(3 )	(3 )	-
Utilidades atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 176	\$ 143	\$ 263	\$ 185
<b>2018:</b>				
Ingresos de operaciones	\$ 1,055	\$ 1,051	\$ 1,299	\$ 1,163
Gastos de operación	807	836	999	916
Ingresos por operaciones	\$ 248	\$ 215	\$ 300	\$ 247
Ingresos netos	\$ 169	\$ 146	\$ 216	\$ 145
Pérdidas (utilidades) atribuibles a la participación no controladora	1	-	(11 )	3
Utilidades atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 170	\$ 146	\$ 205	\$ 148

### SOCALGAS

(En millones de dólares)

	Trimestres terminados			
	31 de marzo	30 de junio	30 de septiembre	31 de diciembre
<b>2019:</b>				
Ingresos de operaciones	\$ 1,361	\$ 806	\$ 975	\$ 1,383
Ingresos de operaciones	1,060	747	762	1,000
Ingresos por operaciones	\$ 301	\$ 59	\$ 213	\$ 383
Ingresos netos	\$ 264	\$ 31	\$ 143	\$ 204
Dividendos de las acciones preferentes	-	(1 )	-	-
Utilidades atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 264	\$ 30	\$ 143	\$ 204
<b>2018:</b>				
Ingresos de operaciones	\$ 1,126	\$ 772	\$ 802	\$ 1,262
Gastos de operación	848	703	797	1,023





Traducción del inglés al español

Ingresos por operaciones	\$ 278	\$ 69	\$ 5	\$ 239
Ingresos (pérdidas) netos	\$ 225	\$ 34	\$ (14 )	\$ 156
Dividendos de las acciones preferentes	-	(1 )	-	-
Ganancias (pérdida) atribuibles a las acciones ordinarias	\$ 225	\$ 33	\$ (14 )	\$ 156

SoCalGas reconoce un ingreso anual autorizado por clientes principales de gas natural usando factores estacionales establecidos en el Proceso de Designación de Costos Tienial. De conformidad, se reconoció una porción significativa de ingresos anuales de SoCalGas en el primer y cuarto trimestre de cada año.

**ANEXO 1- SEMPRA ENERGY****INDICE DE INFORMACIÓN FINANCIERA CONDENSADA DE LA EMPRESA MATRIZ**

Estados de resultados condensados para los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017	S-2
Estados Consolidados de utilidades (pérdidas) integrales condensados para los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017	S-3
Balances Generales Condensados al 31 de diciembre y 2018	S-4
Estados de flujos de efectivo condensados por los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017	S-5
Notas a la información financiera condensada de la empresa matriz	S-6



# ESTADOS DE RESULTADOS CONDENSADOS

(En millones de dólares, salvo por montos de acción; acciones en miles)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ingresos financieros	\$ 3	\$ 14	\$ -
Gastos por intereses	(521)	(495)	(293)
Gastos de operación	(124)	(82)	(80)
Otros ingresos (gastos) netos	59	(16)	100
Gastos por impuesto sobre la renta	163	154	33
Pérdida antes de la participación en utilidades de las subsidiarias	(420)	(425)	(240)
Participación en resultados de subsidiarias, neto de impuesto sobre la renta	2,617	1,474	496
Utilidad neta	2,197	1,049	256
Dividendos de acciones preferentes de conversión obligatoria	(142)	(125)	-
Utilidades	\$ 2,055	\$ 924	\$ 256
EPS básica:			
Utilidades	\$ 7.40	\$ 3.45	\$ 1.02
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación	277,904	268,072	251,545
EPS diluido:			
Utilidades	\$ 7.29	\$ 3.42	\$ 1.01
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación	282,033	269,852	252,300

Véase Notas a la información financiera condensada de la Empresa Matriz



SEMPRA ENERGY

## ESTADOS DE UTILIDADES (PÉRDIDAS) INTEGRALES CONDENSADOS

(Millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 and 2017		
	Monto antes de impuestos	Gastos por impuesto sobre la renta	Cantidad neta de impuestos
<b>2019:</b>			
Utilidad neta	\$ 2,034	\$ 163	\$ 2,197
Otras utilidades integrales (pérdidas)			
Ajuste por conversión de divisas	(43)	-	(43)
Instrumentos financieros	(161)	53	(108)
Pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	25	(7)	18
Total de otras pérdidas integrales	(179)	46	(133)
Utilidades integrales	\$ 1,855	\$ 209	\$ 2,064
<b>2018:</b>			
Utilidad neta	\$ 895	\$ 154	\$ 1,049
Otras utilidades integrales (pérdidas):			
Ajuste por conversión de divisas	(144)	-	(144)
Instrumentos financieros	64	(21)	43
Pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	(38)	4	(34)
Total de otras pérdidas integrales	(118)	(17)	(135)
Ajuste por conversión de divisas	\$ 777	\$ 137	\$ 914
<b>2017:</b>			
Utilidad neta	\$ 223	\$ 33	\$ 256
Otras utilidades integrales (pérdidas):			
Ajuste por conversión de divisas	107	-	107
Instrumentos financieros	2	1	3
Pensiones y otras prestaciones posteriores a la jubilación	20	(8)	12
Total de otras pérdidas integrales	129	(7)	122
Ajuste por conversión de divisas	\$ 352	\$ 26	\$ 378

Véase Notas a la información financiera condensada de la Empresa Matriz





SEMPRA ENERGY

**BALANCES GENERALES CONDENSADOS**

29-07/2018

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2018
<b>Activos:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 6	\$ 14
Cuentas por cobrar a filiales	98	93
Impuesto sobre la renta por cobrar, neto	-	397
Otros activos circulantes	34	9
Total del activo circulante	138	513
Inversiones en subsidiarias	32,604	28,778
Cuentas por cobrar a filiales	3	3
Impuestos sobre la renta diferidos	1,766	1,554
Otros activos a largo plazo	682	572
Total de activos	\$ 35,193	\$ 31,420
<b>Pasivos y capital contable:</b>		
Porción vigente de la deuda a largo plazo	\$ 1,399	\$ 1,498
Cuentas por cobrar de filiales	369	287
Impuesto sobre la renta por pagar, neto	274	-
Otros pasivos circulantes	561	527
Total de pasivos circulantes	2,603	2,312
<b>Deuda a largo plazo</b>	8,856	9,647
Cuentas por cobrar de filiales	3,138	1,812
Otros pasivos a largo plazo	667	511
Compromisos y contingencias (Nota 4)		
Capital contable	19,929	17,138
Total pasivos y capital contable	\$ 35,193	\$ 31,420

Véase Notas a la información financiera condensada de la Empresa Matriz



# ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONDENSADOS

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Efectivo neto procedente de las actividades de operación	\$ 294	\$ 213	\$ 89
Erogaciones por propiedad, planta y equipo	(8)	(11)	(11)
Desembolso por adquisición	-	(329)	-
Aportaciones patrimoniales a sociedades participadas	(1,528)	(9,457)	-
Incrementos en préstamos a filiales, netos	-	(1)	-
Erogaciones por costos relacionados con fusiones	-	-	(12)
Otros	4	-	-
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(1,532)	(9,798)	(23)
Dividendos pagados en acciones ordinarias	(993)	(877)	(755)
Dividendos preferentes pagados	(142)	(89)	-
Emisiones de dividendos de acciones preferentes de conversión obligatoria, netas	-	2,258	-
Emisiones de acciones ordinarias, netas	1,830	2,272	47
Recompra de acciones ordinarias	(26)	(21)	(15)
Emisión de deuda a largo plazo	758	4,969	1,595
Pagos de deuda a largo plazo	(1,500)	(500)	(600)
Aumento (disminución) de los préstamos de las filiales, neto	1,328	1,520	(239)
Costos de emisión de deuda	(25)	(37)	(7)
Efectivo neto procedente de las actividades de operación	1,230	9,495	26
(Disminución) aumento del efectivo y los equivalentes de efectivo	(8)	(90)	92
Efectivo y equivalentes de efectivo en enero 01	14	104	12
Efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre	\$ 6	\$ 14	\$ 104

## DIVULGACIÓN COMPLEMENTARIA DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIACIÓN VIRTUALES

Costos de operación acumulados relacionados con la fusión	\$ -	\$ -	\$ 31
Dividendos preferentes declarados pero no pagados	36	36	-
Dividendos ordinarios emitidos en acciones	55	54	53
Dividendos preferentes declarados, pero no pagados	283	245	207

Véase Notas a la información financiera condensada de la Empresa Matriz

**SEMPRA ENERGY****NOTAS A LA INFORMACIÓN FINANCIERA CONDENSADA DE LA MATRIZ****NOTA 1. BASE DE LA PRESENTACIÓN**

La información financiera condensada de Sempra Energy se preparó de acuerdo con el Reglamento SEC S-X Regla 5-04 y Regla 12-04. Aplicamos las mismas políticas contables como en las declaraciones financieras de Sempra Energy Consolidado, excepto que Sempra Energy responde por los ingresos de sus subsidiarias conforme al método de participación en su información financiera no consolidada.

Otro Ingreso. Neto, sobre las Declaraciones Condensadas de Operaciones, incluye:

- \$61 millones de dólares, \$(6) millones de dólares y \$56 millones de dólares de ganancias (pérdidas) en activos destinados para apoyar nuestros planes de compensación diferida y de retiro ejecutivo en 2019, 2018 y 2017, respectivamente;
- \$3 millones de dólares y \$50 millones de dólares de ganancias netas principalmente de la liquidación de derivados en divisa extranjera para cubrir la exposición de la matriz Sempra México a los movimientos en peso mexicano de su participación mayoritaria en IEnova en 2018 y 2017, respectivamente; y
- Pérdidas de \$15 millones de dólares en 2019 proveniente de derivados en divisa extranjera usados para cubrir la exposición de las fluctuaciones en Peruvian Sol relacionados con la venta de nuestras operaciones en Perú.

Sempra Energy recibió dividendos en efectivo de sus subsidiarias consolidadas por un total de \$150 millones de dólares, \$300 millones de dólares y \$450 millones de dólares en 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

Se proporciona mayor información sobre los derivados en divisa extranjera de Sempra Energy en la Nota 11 de las Notas a las Declaraciones Financieras Consolidadas.

**NOTA 2. NUEVAS NORMAS CONTABLES**

A continuación, describimos en la Nota 2 de las Notas a las Declaraciones Financieras Consolidadas pronunciamientos recientes que han tenido un efecto significativo en la condición financiera de Sempra Energy, en los resultados de operaciones, flujos de caja o divulgaciones.

**ASU 2016-02, "Arrendamientos", ASU 2018-10, "Mejoras de Codificación para los Arrendamientos, Tema 842" y ASU 2018-11, "Arrendamientos (Tema 842): Mejoras Específicas" (conjuntamente denominadas la "norma de arrendamiento"):**

Aprobamos la norma de arrendamiento el 1 de enero de 2019 usando el método de transición retrospectiva modificada opcional para aplicar la nueva guía al 1 de enero de 2019 y no al primer periodo presentado. La aprobación de la norma de arrendamiento tuvo un impacto material en nuestros estados de pérdidas y ganancias al 1 de enero de 2019 debido al reconocimiento inicial de activos por derecho de uso (ROU) y pasivos por arrendamiento para arrendamientos operativos.

El siguiente cuadro muestra los incrementos (disminuciones) en nuestro estado de pérdidas y ganancias al 1 de enero de 2019 por la adopción de la norma de arrendamiento.

**REPERCUSIONES DE LA APLICACIÓN DE LA NORMA DE ARRENDAMIENTO**

(En millones de dólares)

Activos con Derecho de Uso - Arrendamientos por operaciones <sup>(1)</sup>	\$	191
Activos con impuesto sobre la renta diferido		(3)
Propiedad, Planta y Equipo, netos <sup>(1)</sup>		(147)
Otros pasivos circulantes		3
Deuda a largo plazo		(138)
Otros pasivos a largo plazo		159
Utilidades acumuladas <sup>(2)</sup>		17



Como resultado de la aprobación de la norma de arrendamiento, eliminamos los activos y pasivos relacionados con nuestro edificio sede corporativo de acuerdo con las estipulaciones de transición para acuerdos creados para su aprobación. Responderemos prospectivamente por el arrendamiento del edificio sede corporativo como un arrendamiento de operación. El impacto inicial se incluye en el cuadro anterior.

**ASU 2018-02, “Reclasificación de Ciertas Efectos Fiscales provenientes de Otra Pérdida Integral Acumulada”:** Aprobamos ASU 2018-02 el 1 de enero de 2019 y reclasificamos los efectos del impuesto sobre la renta de TCJA de AOCI a ingresos retenidos. El impacto por la aprobación de ASU 2018-02, el 1 de enero de 2019, fue un incremento de \$14 millones de dólares para los Ingresos Retenidos y otra Pérdida Integral Acumulada” inicial.

**ASU 2019-12, “Simplificando la Contabilidad para los Impuestos sobre la Renta”:** ASU 2019-12 simplifica ciertas áreas para responder por los impuestos sobre la renta. Además de otros cargos, esta norma modifica ASC 740, “Impuestos sobre la Renta”, conforme a lo siguiente:

- elimina la excepción al procedimiento de incremento para la asignación fiscal intermedia cuando existe una pérdida proveniente de operaciones continuas y la ganancia o ingreso de otras partidas, incluyendo operaciones descontinuadas u otro ingreso amplio;
- simplifica el reconocimiento de impuestos diferidos relacionados con diferencias básicas como resultado de cambios de propiedad en la inversión;
- especifica que no es necesario que una entidad designe la cantidad consolidada del gasto fiscal diferido y actual a una entidad legal que no esté sujeta a impuestos en sus declaraciones financieras por separado; y
- requiere que una entidad refleje el efecto de un cambio decretado en las tasas o leyes fiscales en el cálculo ETR anual en el periodo provisional que incluye la fecha decretada.

Para entidades públicas, ASU 2019-12 surte efectos para los ejercicios fiscales que comienzan después del 15 de diciembre de 2020, incluyendo sus periodos provisionales, para permitir una pronta aprobación. El método de transición relacionado con las modificaciones hechas por ASU 2019-12 varía con base en la naturaleza del cambio. Actualmente estamos evaluando nuestra fecha de aprobación planeada y el efecto de la norma en nuestro informe financiero en curso.







### NOTA 3 DEUDA A LARGO PLAZO

El siguiente cuadro muestra el detalle y vencimientos de la deuda a largo plazo pendiente:

#### DEUDA A LARGO PLAZO

(En millones de dólares)

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
9.8% Pagarés 15 de February de 2019	\$ -	\$ 500
Pagarés a tasas variables (2.69% al 31 de diciembre de 2018) 15 de julio de 2019	-	500
1.625% Pagarés 7 de octubre de 2019	-	500
2.4% Pagarés 1 de febrero de 2020	500	500
2.4% Pagarés 15 de marzo de 2020	500	500
2.85% Pagarés 15 de noviembre de 2020	400	400
Pagarés a tasas variables (2.50% al 31 de diciembre de 2019) 15 de enero de 2021 <sup>(1)</sup>	700	700
Pagarés a tasas variables (3.069% después de los intercambios de tasas flotantes a fijas vigentes en 2019) 15 de marzo de 2021	850	850
2.875% Pagarés 1 de octubre de 2022	500	500
2.9% Pagarés 1 de febrero de 2023	500	500
4.05% Pagarés 1 de diciembre de 2023	500	500
3.55% Pagarés 15 de junio de 2024	500	500
3.75% Pagarés 15 de noviembre de 2025	350	350
3.25% Pagarés 15 de junio de 2027	750	750
3.4% Pagarés 1 de febrero de 2028	1,000	1,000
3.8% Pagarés 1 de febrero de 2038	1,000	1,000
6% Pagarés 15 de octubre de 2039	750	750
4% Pagarés 1 de febrero de 2048	800	800
5.75% Pagarés subordinados en segundo grado 1 de julio de 2079 <sup>(1)</sup>	758	-
Acuerdo de construcción a medida <sup>(2)</sup>	-	138
	10,358	11,238
Porción vigente de la deuda a largo plazo	(1,399)	(1,498)
Descuento no amortizado de la deuda a largo plazo	(35)	(38)
Costos de emisión de deuda no amortizados	(68)	(55)
Total de deuda a largo plazo	\$ 8,856	\$ 9,647

(1) La deuda exigible a largo plazo no está sujeta a disposiciones de carácter general.

(2) Este acuerdo se contabiliza ahora como un pasivo de arrendamiento operativo al aplicarse la norma de arrendamiento el 1 de enero de 2019. Véase la nota 2

Los vencimientos de la deuda a largo plazo al 31 de diciembre de 2019 son \$1.4 mil millones de dólares en 2020, \$1.6 mil millones de dólares en 2021, \$500 millones de dólares en 2022, \$1.0 mil millones de dólares en 2023, \$500 millones de dólares en 2024 y \$5.4 mil millones de dólares de ahí en adelante.

La información adicional sobre la deuda a largo plazo de Sempra Energy se proporciona en la Nota 7 de las Notas a las Declaraciones Financieras Consolidadas.



#### NOTA 4. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

Sempra Energy tiene un compromiso por arrendamiento operativo relacionado con su edificio sede corporativo de arrendamiento \$267 millones de dólares. Sempra Energy espera que los pagos por su arrendamiento operativo sean de \$10 millones de dólares en 2020, \$11 millones de dólares en 2021, \$11 millones de dólares en 2022, \$11 millones de dólares en 2023, \$12 millones de dólares en 2024 y \$212 millones de dólares de ahí en adelante.

Para otras contingencias y garantías relacionadas con Sempra Energy, consulte las Notas 6, 7 y 16 de las Notas a las Declaraciones Financieras Consolidadas.

CIUDAD DE MÉXICO

## CERTIFICACIÓN

La suscrita, Lic. Carolina Yépez Roldán, perita traductora INGLÉS-ESPAÑOL-INGLÉS autorizada por el H. Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad de México, según consta en el *Acuerdo 29-01/2018* emitido por el Consejo de la Judicatura de la Ciudad de México en el Boletín Judicial el día veintitrés de marzo del año dos mil dieciocho ([www.iejdf.gob.mx](http://www.iejdf.gob.mx)) y por el Consejo de la Judicatura Federal, según consta en el *Oficio Número CCJ/ST/3488/2020* ([www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado\\_peritos\\_PJF\\_2021.PDF](http://www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado_peritos_PJF_2021.PDF)) con el número P. 1177-2021 emitido el día ocho de diciembre del año dos mil veinte, con cédula profesional No. 6755397 expedida por la Dirección General de Profesiones (DGP) de la Secretaría de Educación Pública (SEP) de México declara que tiene dominio de los idiomas español e inglés y **CERTIFICA QUE:** a su leal saber y entender, la traducción que antecede es una traducción fiel y correcta en 199 fojas útiles del inglés al español del documento original que se acompaña al presente en copia simple, que consta de 193 fojas útiles que tuvo a la vista al momento de elaborar la presente traducción. -----

No. de folio

**0643**



SELLO / ESTAMPA

Ciudad de México

**15** de **abril** de **2021**

Firma  
CAROLINA YÉPEZ ROLDÁN  
Perita traductora

El siguiente documento se acompaña a la traducción:

- Estados financieros consolidados SEMPRA ENERGY de 2019.

[c.yepeszoldan@gmail.com](mailto:c.yepeszoldan@gmail.com)

7580-7004

F01-08/01/2021

55-4135-9254



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**

**CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS**

**AS OF DECEMBER 31, 2020 AND 2019 AND FOR THE THREE**

**YEARS IN THE PERIOD ENDED DECEMBER 31, 2020**

**AND**

**INDEPENDENT AUDITORS' REPORT**

---

---



**31A TEXTD**

## GLOSSARY



When the following terms and abbreviations appear in the text of this report, they have the meanings indicated below.

<b>acquisition accounting</b>	The acquisition method of accounting for a business combination as prescribed by GAAP, whereby the cost or “acquisition price” of a business combination, including the amount paid for the equity and direct transaction costs, are allocated to identifiable assets and liabilities (including intangible assets) based upon their fair values. The excess of the purchase price over the fair values of assets and liabilities is recorded as goodwill
<b>AMS</b>	Advanced metering system
<b>ASU</b>	Accounting Standards Update
<b>CARES Act</b>	Federal “Coronavirus Aid, Relief, and Economic Security” Act, enacted on March 27, 2020, as amended
<b>Code</b>	The Internal Revenue Code of 1986, as amended
<b>COVID-19</b>	Coronavirus Disease 2019, the disease caused by the novel strain of coronavirus reported to have surfaced in late 2019
<b>CP Notes</b>	Unsecured commercial paper notes issued under Oncor’s CP Program
<b>CP Program</b>	Commercial paper program
<b>Credit Facility</b>	Revolving Credit Agreement, dated as of November 17, 2017, among Oncor, as borrower, the lenders from time to time party thereto, JPMorgan Chase Bank, N.A., as administrative agent and swingline lender, and the fronting banks from time to time party thereto, as amended
<b>DCRF</b>	Distribution cost recovery factor
<b>Deed of Trust</b>	Deed of Trust, Security Agreement and Fixture Filing, dated as of May 15, 2008, made by Oncor to and for the benefit of The Bank of New York Mellon Trust Company, N.A. (as successor to The Bank of New York Mellon, formerly The Bank of New York), as collateral agent, as amended
<b>Disinterested Director</b>	Refers to a member of our and Oncor’s board of directors who is a “disinterested director” pursuant to each company’s limited liability company agreement. The limited liability company agreements of Oncor and Oncor Holdings provide that disinterested directors shall (i) be independent directors in all material respects under the rules of the New York Stock Exchange in relation to Semptra or its subsidiaries and affiliated entities and any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, and (ii) shall have no material relationship with Semptra or its subsidiaries or affiliated entities or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, currently or within the previous ten years
<b>EECRF</b>	Energy efficiency cost recovery factor
<b>EFH Bankruptcy Proceedings</b>	Refers to voluntary petitions for relief under Chapter 11 of the U.S. Bankruptcy Code filed in U.S. Bankruptcy Court for the District of Delaware on April 29, 2014 by EFH Corp. and the substantial majority of its direct and indirect subsidiaries. The Oncor Ring-Fenced Entities were not parties to the EFH Bankruptcy Proceedings

SH TEXTD

<b>EFH Corp.</b>	Refers to Energy Future Holdings Corp., a holding company, and/or its subsidiaries, depending on context. Renamed Sempra Texas Holdings Corp. upon closing of the Sempra Acquisition
<b>EFIH</b>	Refers to Energy Future Intermediate Holding Company LLC, a direct, wholly owned subsidiary of EFH Corp. and the direct parent of Oncor Holdings. Renamed Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC upon closing of the Sempra Acquisition
<b>ERCOT</b>	Electric Reliability Council of Texas, Inc., the independent system operator and the regional coordinator of various electricity systems within Texas
<b>ERISA</b>	Employee Retirement Income Security Act of 1974, as amended
<b>FASB</b>	Financial Accounting Standards Board
<b>FERC</b>	U.S. Federal Energy Regulatory Commission
<b>Fitch</b>	Fitch Ratings, Ltd. (a credit rating agency)
<b>GAAP</b>	Generally accepted accounting principles of the U.S.
<b>InfraREIT</b>	InfraREIT, Inc., which was merged with and into a wholly owned subsidiary of Oncor on May 16, 2019 in the InfraREIT Acquisition, with the surviving entity being a wholly owned subsidiary of Oncor renamed Oncor NTU Holdings Company LLC
<b>InfraREIT Acquisition</b>	Refers to Oncor's acquisition of all of the equity interests of InfraREIT and InfraREIT Partners on May 16, 2019 pursuant to the transactions contemplated by the InfraREIT Merger Agreement and the SDTS-SU Asset Exchange
<b>InfraREIT Merger Agreement</b>	Refers to the Agreement and Plan of Merger, dated as of October 18, 2018, among Oncor, 1912 Merger Sub LLC (a wholly owned, subsidiary of Oncor), Oncor T&D Partners, LP (a wholly owned indirect subsidiary of Oncor), InfraREIT and InfraREIT Partners, which was completed on May 16, 2019
<b>InfraREIT Partners</b>	InfraREIT Partners, LP, a subsidiary of InfraREIT, which, as a result of the InfraREIT Acquisition, became an indirect wholly owned subsidiary of Oncor and was renamed Oncor NTU Partnership LP
<b>IRS</b>	U.S. Internal Revenue Service
<b>kV</b>	Kilovolts
<b>kWh</b>	Kilowatt-hours
<b>LIBOR</b>	London Interbank Offered Rate, an interest rate at which banks can borrow funds, in marketable size, from other banks in the London interbank market
<b>LP&amp;L</b>	Lubbock Power & Light
<b>Moody's</b>	Moody's Investors Service, Inc. (a credit rating agency)
<b>MW</b>	Megawatts
<b>MWh</b>	Megawatt-hours
<b>NERC</b>	North American Electric Reliability Corporation
<b>Note Purchase Agreement</b>	Refers to the Note Purchase Agreement, dated May 6, 2019, pursuant to which Oncor issued its 3.86% Senior Notes, Series A, due December 3, 2025 and 3.86% Senior Notes, Series B, due January 14, 2026



**SIN TEXTD**

<b>NTU</b>	Oncor Electric Delivery Company NTU LLC (formerly SDTS until the closing of the InfraREIT Acquisition), a wholly owned, indirect subsidiary of Oncor acquired as part of the InfraREIT Acquisition
<b>Oncor</b>	Oncor Electric Delivery Company LLC, a direct, majority-owned subsidiary of Oncor Holdings
<b>Oncor Holdings</b>	Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC, the direct majority owner (80.25% equity interest) of Oncor. Oncor Holdings is wholly owned by STIH
<b>Oncor OPEB Plans</b>	Refers to plans sponsored by Oncor that offer certain postretirement health care and life insurance benefits to eligible current and former Oncor employees, certain eligible current and former EFH Corp. and Vistra employees, and their eligible dependents
<b>Oncor Retirement Plan</b>	Refers to a defined benefit pension plan sponsored by Oncor
<b>Oncor Ring-Fenced Entities</b>	Refers to Oncor Holdings and its direct and indirect subsidiaries, including Oncor and Oncor's direct and indirect subsidiaries
<b>OPEB</b>	Other postretirement employee benefits
<b>PUCT</b>	Public Utility Commission of Texas
<b>PURA</b>	Texas Public Utility Regulatory Act
<b>REP</b>	Retail electric provider
<b>ROU</b>	Right-of-use
<b>S&amp;P</b>	S&P Global Ratings, a division of S&P Global Inc. (a credit rating agency)
<b>SDTS</b>	Sharyland Distribution & Transmission Services, L.L.C., an indirect subsidiary of InfraREIT, which was renamed Oncor Electric Delivery Company NTU LLC in connection with the InfraREIT Acquisition
<b>SDTS-SU Asset Exchange</b>	Refers to the transactions contemplated by the Agreement and Plan of Merger, dated as of October 18, 2018, by and among SU, SDTS and Oncor pursuant to which SU and SDTS exchanged certain assets as a condition to the closing of the transactions contemplated by the InfraREIT Merger Agreement
<b>Sempra</b>	Sempra Energy
<b>Sempra Acquisition</b>	Refers to the transactions contemplated by the plan of reorganization confirmed in the EFH Bankruptcy Proceedings and that certain Agreement and Plan of Merger, dated as of August 21, 2017, by and among EFH Corp., EFIH, Sempra and one of Sempra's wholly owned subsidiaries, pursuant to which Sempra indirectly acquired the 80.03% of Oncor's membership interests owned indirectly by EFH Corp. and EFIH. The transactions closed March 9, 2018
<b>Sempra-Sharyland Transaction</b>	Refers to Sempra's May 16, 2019 acquisition of an indirect 50% ownership interest in Sharyland Holdings, L.P.
<b>Sempra Order</b>	Refers to the final order issued by the PUCT in PUCT Docket No. 47675 approving the Sempra Acquisition
<b>Sharyland</b>	Refers to Sharyland Utilities, L.L.C. (formerly SU), a subsidiary of Sharyland Holdings, L.P.

SIN TEXTD



<b>Sponsor Group</b>	Refers collectively to certain investment funds affiliated with Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P., TPG Global, LLC and GS Capital Partners, an affiliate of Goldman, Sachs & Co., that controlled Texas Holdings
<b>STH</b>	Refers to Sempra Texas Holdings Corp., a Texas corporation (formerly EFH Corp. prior to the closing of the Sempra Acquisition), which is wholly owned by Sempra and the direct parent of STIH
<b>STIH</b>	Refers to Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC., a Delaware limited liability company (formerly EFIH prior to the closing of the Sempra Acquisition), and the sole member of Oncor Holdings following the Sempra Acquisition
<b>SU</b>	Refers to Sharyland Utilities, L.P., which was converted into Sharyland on May 16, 2019
<b>Supplemental Retirement Plan</b>	Refers to the Oncor Supplemental Retirement Plan
<b>TCJA</b>	“Tax Cuts and Jobs Act,” enacted on December 22, 2017
<b>TCOS</b>	Transmission cost of service
<b>TCRF</b>	Transmission cost recovery factor
<b>Texas Holdings</b>	Refers to Texas Energy Future Holdings Limited Partnership, a limited partnership controlled by the Sponsor Group that owned substantially all of the common stock of EFH Corp. prior to the closing of the Sempra Acquisition
<b>Texas margin tax</b>	A privilege tax imposed on taxable entities chartered/organized or doing business in the State of Texas that, for accounting purposes, is reported as an income tax
<b>Texas Transmission</b>	Refers to Texas Transmission Investment LLC, a limited liability company that owns a 19.75% equity interest in Oncor. Texas Transmission is an entity indirectly owned by OMERS Administration Corporation (acting through its infrastructure investment entity, OMERS Infrastructure Management Inc.) and GIC Private Limited
<b>U.S.</b>	United States of America
<b>Vistra</b>	Refers to Vistra Energy Corp., and/or its subsidiaries, depending on context, formerly a subsidiary of EFH Corp. until October 2016
<b>Vistra Retirement Plan</b>	Refers to a defined benefit pension plan sponsored by an affiliate of Vistra

These consolidated financial statements occasionally make references to Oncor Holdings or Oncor when describing actions, rights or obligations of their respective subsidiaries. References to “we,” “our,” “us” and “the company” are to Oncor Holdings and/or its direct or indirect subsidiaries as apparent in the context. These references reflect the fact that the subsidiaries are consolidated with their respective parent companies for financial reporting purposes. However, these references should not be interpreted to imply that the parent company is actually undertaking the action or has the rights or obligations of the relevant subsidiary company or that the subsidiary company is undertaking an action or has the rights or obligations of its parent company or any other affiliate.



**SIN TEXTD**



## **INDEPENDENT AUDITORS' REPORT**

To the Board of Directors and Member of Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC

We have audited the accompanying consolidated financial statements of Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC and its subsidiaries (the "Company"), which comprise the consolidated balance sheets as of December 31, 2020 and 2019, and the related consolidated statements of income, comprehensive income, membership interests, and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, and the related notes to the consolidated financial statements.

### **Management's Responsibility for the Consolidated Financial Statements**

Management is responsible for the preparation and fair presentation of these consolidated financial statements in accordance with accounting principles generally accepted in the United States of America; this includes the design, implementation, and maintenance of internal control relevant to the preparation and fair presentation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

### **Auditors' Responsibility**

Our responsibility is to express an opinion on these consolidated financial statements based on our audits. We conducted our audits in accordance with auditing standards generally accepted in the United States of America. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the consolidated financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the Company's preparation and fair presentation of the consolidated financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Company's internal control. Accordingly, we express no such opinion. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of significant accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the consolidated financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

### **Opinion**

In our opinion, the consolidated financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the financial position of Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC and its subsidiaries as of December 31, 2020 and 2019, and the results of their operations and their cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, in accordance with accounting principles generally accepted in the United States of America.

/s/ Deloitte & Touche LLP

Dallas, Texas

February 25, 2021

**SIN TEXTD**

**COPY SIMPLE**

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**STATEMENTS OF CONSOLIDATED INCOME**  
(millions of dollars)

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Operating revenues (Note 3)	\$ 4,511	\$ 4,347	\$ 4,101
Operating expenses:			
Wholesale transmission service	975	1,005	962
Operation and maintenance (Note 12)	925	899	875
Depreciation and amortization	786	723	671
Income taxes (Notes 1, 4 and 12)	149	138	152
Taxes other than amounts related to income taxes	538	508	496
Total operating expenses	3,373	3,273	3,156
Operating income	1,138	1,074	945
Other deductions and (income) - net (Note 13)	33	63	84
Nonoperating income tax benefit (Note 4)	(3)	(7)	(10)
Interest expense and related charges (Note 13)	405	375	351
Net income	703	643	520
Net income attributable to noncontrolling interests	(141)	(129)	(107)
Net income attributable to Oncor Holdings	\$ 562	\$ 514	\$ 413

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**STATEMENTS OF CONSOLIDATED COMPREHENSIVE INCOME**  
(millions of dollars)

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Net income	\$ 703	\$ 643	\$ 520
Other comprehensive income (loss):			
Cash flow hedges – derivative value net gain (loss) recognized in net income (net of tax expense (benefit) of (\$5), \$- and \$1) (Notes 1 and 8)	(21)	2	2
Defined benefit pension plans (net of tax expense of \$2, \$4 and \$6) (Notes 8 and 10)	7	22	(25)
Total other comprehensive income (loss)	(14)	24	(23)
Comprehensive income	689	667	497
Comprehensive income attributable to noncontrolling interests	(139)	(134)	(95)
Comprehensive income attributable to Oncor Holdings	\$ 550	\$ 533	\$ 402

See Notes to Financial Statements.



SIN TEXTU



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**STATEMENTS OF CONSOLIDATED CASH FLOWS**  
(millions of dollars)

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Cash flows — operating activities:			
Net income	\$ 703	\$ 643	\$ 520
Adjustments to reconcile net income to cash provided by operating activities:			
Depreciation and amortization, including regulatory amortization	866	806	777
Deferred income taxes – net	47	58	29
Other – net	(1)	(4)	(3)
Changes in operating assets and liabilities:	-		
Accounts receivable — trade	(78)	(53)	68
Inventories	4	(30)	(25)
Accounts payable — trade	(29)	21	30
Regulatory accounts related to reconcilable tariffs (Note 2)	33	(44)	66
Other — assets	(78)	(208)	28
Other — liabilities	58	76	(26)
Cash provided by operating activities	<u>1,525</u>	<u>1,265</u>	<u>1,464</u>
Cash flows — financing activities:			
Issuances of long-term debt (Note 6)	1,810	2,460	1,150
Repayments of long-term debt (Note 6)	(1,164)	(1,094)	(825)
Proceeds of business acquisition bridge loan	-	600	-
Repayment of business acquisition bridge loan	-	(600)	-
Net increase (decrease) in short-term borrowings (Note 5)	24	(882)	(137)
Equity contribution from member	632	1,587	256
Equity contribution from noncontrolling interest	156	391	54
Distributions to member (Note 8)	(286)	(246)	(149)
Distributions to noncontrolling interests	(70)	(63)	(42)
Purchase of 0.22% interest in Oncor from noncontrolling interest	-	-	(26)
Debt discount, financing and reacquisition costs – net	(54)	(39)	(14)
Cash provided by financing activities	<u>1,048</u>	<u>2,114</u>	<u>267</u>
Cash flows — investing activities:			
Capital expenditures (Note 12)	(2,540)	(2,097)	(1,767)
Business acquisition (Note 14)	-	(1,324)	-
Expenditures for third party in joint project	(96)	-	-
Reimbursement from third party in joint project	66	-	-
Other – net	20	43	18
Cash used in investing activities	<u>(2,550)</u>	<u>(3,378)</u>	<u>(1,749)</u>
Net change in cash and cash equivalents	23	1	(18)
Cash and cash equivalents — beginning balance	4	3	21
Cash and cash equivalents — ending balance	<u>\$ 27</u>	<u>\$ 4</u>	<u>\$ 3</u>

See Notes to Financial Statements.

SIN TEXTO

**COPY SIMPLE**

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEETS**  
(millions of dollars)

	At December 31,	
	2020	2019
<b>ASSETS</b>		
Current assets:		
Cash and cash equivalents	\$ 27	\$ 4
Trade accounts receivable – net (Note 13)	760	661
Income taxes receivable from member (Note 12)	14	4
Materials and supplies inventories — at average cost	144	148
Prepayments and other current assets	100	96
Total current assets	1,045	913
Investments and other property (Note 13)	142	133
Property, plant and equipment – net (Note 13)	21,225	19,370
Goodwill (Notes 1 and 13)	4,628	4,628
Regulatory assets (Note 2)	1,779	1,775
Operating lease ROU, third-party joint project and other assets (Notes 1 and 7)	248	106
Total assets	\$ 29,067	\$ 26,925
<b>LIABILITIES AND MEMBERSHIP INTERESTS</b>		
Current liabilities:		
Short-term borrowings (Note 5)	\$ 70	\$ 46
Long-term debt due currently (Note 6)	-	608
Trade accounts payable	392	394
Income taxes payable to member (Note 12)	23	22
Accrued taxes other than income taxes	269	236
Accrued interest	87	83
Operating lease and other current liabilities (Note 7)	279	237
Total current liabilities	1,120	1,626
Long-term debt, less amounts due currently (Note 6)	9,229	8,017
Accumulated deferred income taxes (Notes 1, 4 and 12)	1,312	1,223
Regulatory liabilities (Note 2)	2,855	2,793
Employee benefit obligations (Note 10)	1,808	1,834
Operating lease, third-party joint project and other obligations (Note 13)	407	258
Total liabilities	16,731	15,751
Commitments and contingencies (Note 7)		
Membership interests (Note 8):		
Capital account	9,701	8,793
Accumulated other comprehensive loss	(102)	(92)
Oncor Holdings membership interest	9,599	8,701
Noncontrolling interests in subsidiary	2,737	2,473
Total membership interests	12,336	11,174
Total liabilities and membership interests	\$ 29,067	\$ 26,925

See Notes to Financial Statements.



SM TEXTD



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**STATEMENTS OF CONSOLIDATED MEMBERSHIP INTERESTS**  
(millions of dollars)

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
<b>Oncor Holdings Membership Interests (Note 8)</b>			
<b>Capital account:</b>			
Balance at beginning of period	\$ 8,793	\$ 6,920	\$ 6,411
Net income attributable to Oncor Holdings	562	514	413
Distributions to member	(286)	(246)	(149)
Fair value of purchase of 0.22% interest in Oncor from noncontrolling interest over carrying value	-	-	(11)
Equity contribution from member	632	1,587	256
ASU 2018-02 stranded tax effects (Note 1)	-	18	-
Balance at end of period	<u>9,701</u>	<u>8,793</u>	<u>6,920</u>
<b>Accumulated other comprehensive income (loss), net of tax effects:</b>			
Balance at beginning of period	(92)	(92)	(81)
Net effects of cash flow hedges (net of tax expense (benefit) of (\$4), \$- and \$1)	(16)	1	2
Defined benefit pension plans (net of tax of \$-, \$4 and \$3)	6	17	(13)
ASU 2018-02 stranded tax effects (Note 1)	-	(18)	-
Balance at end of period	<u>(102)</u>	<u>(92)</u>	<u>(92)</u>
<b>Oncor Holdings membership interests at end of period</b>	<u><u>\$ 9,599</u></u>	<u><u>\$ 8,701</u></u>	<u><u>\$ 6,828</u></u>
<b>Noncontrolling interests in subsidiary (Note 9):</b>			
Balance at beginning of period	\$ 2,473	\$ 1,951	\$ 1,822
Net income attributable to noncontrolling interests	141	129	107
Distributions to noncontrolling interests	(70)	(63)	(42)
Purchase of 0.22% interest in Oncor from noncontrolling interest	-	-	(15)
Equity contribution from noncontrolling interests	156	391	54
Change related to future tax distributions from Oncor	39	60	37
Net effects of cash flow hedges (net of tax expense (benefit) of (\$1), \$- and \$-)	(4)	-	-
Defined benefit pension plans (net of tax expense of \$-, \$- and \$9)	2	6	(12)
ASU 2018-02 stranded tax effects (Note 1)	-	(1)	-
<b>Noncontrolling interests in subsidiary at end of period</b>	<u><u>\$ 2,737</u></u>	<u><u>\$ 2,473</u></u>	<u><u>\$ 1,951</u></u>
<b>Total membership interests at end of period</b>	<u><u>\$ 12,336</u></u>	<u><u>\$ 11,174</u></u>	<u><u>\$ 8,779</u></u>

See Notes to Financial Statements.

**SIN TEXTO**



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS**

**1. DESCRIPTION OF BUSINESS AND SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES**

***Description of Business***

References in this report to “we,” “our,” “us” and “the company” are to Oncor Holdings and/or its direct or indirect subsidiaries as apparent in the context. See “Glossary” for definition of terms and abbreviations.

We are a Dallas, Texas-based holding company whose financial statements are comprised almost entirely of the operations of our direct, majority (80.25%) owned subsidiary, Oncor. Oncor is a regulated electricity transmission and distribution company principally engaged in providing delivery services to REPs that sell power in the north-central, eastern and western parts of Texas. Oncor Holdings is indirectly wholly owned by Sempra. We are managed as an integrated business; consequently, there are no separate reportable business segments.

Our consolidated financial statements includes the results of Oncor’s wholly owned indirect subsidiary, NTU, which Oncor acquired as part of the InfraREIT Acquisition that closed on May 16, 2019. NTU is a regulated utility that primarily provides electricity transmission delivery service in the north-central, western and panhandle regions of Texas.

***Ring-Fencing Measures***

Since 2007, various ring-fencing measures have been taken to enhance our credit quality and the separateness between the Oncor Ring-Fenced Entities and entities with ownership interests in Oncor or Oncor Holdings. These ring-fencing measures serve to mitigate the Oncor Ring-Fenced Entities’ credit exposure to owners of Oncor and Oncor Holdings, and to reduce the risk that the assets and liabilities of Oncor Ring-Fenced Entities would be substantively consolidated with the assets and liabilities of any direct or indirect owners of Oncor and Oncor Holdings in connection with a bankruptcy of any such entities. These measures include the November 2008 sale of 19.75% of Oncor’s equity interests to Texas Transmission.

In March 2018, Sempra indirectly acquired Oncor Holdings through the Sempra Acquisition. The Sempra Acquisition was consummated after obtaining the approval of the bankruptcy court in the EFH Bankruptcy Proceedings and the PUCT. The PUCT approval was obtained in Docket No. 47675, and the final order issued in that docket (Sempra Order) outlines certain ring-fencing measures, governance mechanisms and restrictions that apply after the Sempra Acquisition. As a result of these ring-fencing measures, Sempra does not control Oncor or Oncor Holdings, and the ring-fencing measures limit Sempra’s ability to direct the management, policies and operations of Oncor and Oncor Holdings, including the deployment or disposition of Oncor’s assets, declarations of dividends, strategic planning and other important corporate issues and actions.

None of the assets of the Oncor Ring-Fenced Entities are available to satisfy the debt or obligations of any Sempra entity or any other direct or indirect owner of Oncor or Oncor Holdings. The assets and liabilities of the Oncor Ring-Fenced Entities are separate and distinct from those of any Sempra entities and any other direct or indirect owner of Oncor or Oncor Holdings. We do not bear any liability for debt or contractual obligations of Sempra and its affiliates or any other direct or indirect owner of Oncor or Oncor Holdings, and vice versa. Accordingly, our operations are conducted, and our cash flows are managed, independently from Sempra and its affiliates and any other direct or indirect owner of Oncor or Oncor Holdings.

Oncor and Oncor Holdings are each a limited liability company governed by a board of directors, not its members. The Sempra Order and Oncor’s limited liability company agreement require that the board of directors of Oncor consist of thirteen members, constituted as follows:



SIN TEXTO

**COPY SIMPLE**

- seven Disinterested Directors, who (i) shall be independent directors in all material respects under the rules of the New York Stock Exchange in relation to Sempra or its subsidiaries and affiliated entities and any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, and (ii) shall have no material relationship with Sempra or its subsidiaries or affiliated entities or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, currently or within the previous ten years;
- two members designated by Sempra (through Oncor Holdings);
- two members designated by Texas Transmission; and
- two current or former officers of Oncor (the Oncor Officer Directors), currently Robert S. Shapard and E. Allen Nye, Jr., who are Oncor's Chairman of the Board and Chief Executive, respectively.

Until March 9, 2028, in order for a current or former officer of Oncor to be eligible to serve as an Oncor Officer Director, the officer cannot have worked for Sempra or any of its affiliates (excluding Oncor Holdings and Oncor) or any other entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings in the ten-year period prior to serving as an Oncor Officer Director. Oncor Holdings, at the direction of STIH, has the right to nominate and/or seek the removal of the Oncor Officer Directors, subject to approval by a majority of the Oncor board of directors. STIH is a wholly owned indirect subsidiary of, and controlled by, Sempra following the Sempra Acquisition.

The Sempra Order and our limited liability company agreement require that the board of directors of Oncor Holdings consist of eleven members, made up of six Disinterested Directors, two current or former officers of Oncor Holdings (currently Mr. Shapard and Mr. Nye) and two members designated by Sempra (through STIH).

In addition, the Sempra Order provides that the boards of directors of Oncor and Oncor Holdings cannot be overruled by the board of Sempra or any of its subsidiaries on dividend policy, the issuance of dividends or other distributions (except for contractual tax payments), debt issuance, capital expenditures, operation and maintenance expenditures, management and service fees, and appointment or removal of board members, provided that certain actions may also require the additional approval of the Oncor Holdings board of directors. The Sempra Order also provides that any changes to the size, composition, structure or rights of the boards of directors of each of Oncor Holdings and Oncor must first be approved by the PUCT. In addition, if Sempra acquires Texas Transmission's interest in Oncor, the two board positions on Oncor's board of directors that Texas Transmission is entitled to appoint will be eliminated and the size of Oncor's board of directors will be reduced by two.

Additional regulatory commitments, governance mechanisms and restrictions provided in the Sempra Order and the limited liability company agreements of Oncor and Oncor Holdings to ring-fence Oncor and Oncor Holdings from their owners include, among others:

- A majority of the Disinterested Directors of Oncor and the directors designated by Texas Transmission that are present and voting (of which at least one must be present and voting) must approve any Oncor annual or multi-year budget if the aggregate amount of capital expenditures or operating and maintenance expenditures in such budget is more than a 10% increase or decrease from the corresponding amounts of such expenditures in the budget for the preceding fiscal year or multi-year period, as applicable;
- Oncor and Oncor Holdings may not pay any dividends or make any other distributions (except for contractual tax payments) if a majority of its Disinterested Directors determines that it is in the best interests of the company to retain such amounts to meet expected future requirements;
- At all times, Oncor will remain in compliance with the debt-to-equity ratio established by the PUCT from time to time for ratemaking purposes, and Oncor will not pay dividends or other distributions (except for contractual tax payments), if that payment would cause its debt-to-equity ratio to exceed the debt-to-equity ratio approved by the PUCT;
- If the credit rating on Oncor's senior secured debt by any of the three major rating agencies falls below BBB (or the equivalent), Oncor will suspend dividends and other distributions (except for contractual tax payments), unless otherwise allowed by the PUCT;

**GIN TEXT0**

- Without the prior approval of the PUCT, neither Sempra nor any of its affiliates (excluding Oncor) will incur, guaranty or pledge assets in respect of any indebtedness that is dependent on the revenues of Oncor in more than a proportionate degree than the other revenues of Sempra or on the membership interests of Oncor, and there will be no debt at STH or STIH at any time following the closing of the Sempra Acquisition;
- Neither Oncor nor Oncor Holdings will lend money to or borrow money from Sempra or any of its affiliates (other than Oncor subsidiaries), or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, and neither Oncor nor Oncor Holdings will share credit facilities with Sempra or any of its affiliates (other than Oncor subsidiaries), or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings;
- There must be maintained certain “separateness measures” that reinforce the legal and financial separation of Oncor and Oncor Holdings from their owners, including a requirement that dealings between Oncor, Oncor Holdings and their subsidiaries with Sempra, any of Sempra’s other affiliates or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, must be on an arm’s-length basis, limitations on affiliate transactions, separate recordkeeping requirements and a prohibition on Sempra or its affiliates pledging Oncor assets or membership interests for any entity other than Oncor; and
- Sempra will continue to hold indirectly at least 51% of the ownership interests in Oncor and Oncor Holdings for at least five years following the closing of the Sempra Acquisition, unless otherwise specifically authorized by the PUCT.

#### ***Basis of Presentation***

Our consolidated financial statements have been prepared in accordance with GAAP governing rate-regulated operations. All dollar amounts in the financial statements and tables in the notes are stated in millions of U.S. dollars unless otherwise indicated. Subsequent events have been evaluated through the date these consolidated financial statements were issued.

#### ***Use of Estimates***

Preparation of our financial statements requires management to make estimates and assumptions about future events that affect the reporting of assets and liabilities at the balance sheet dates and the reported amounts of revenue and expense, including fair value measurements. In the event estimates and/or assumptions prove to be different from actual amounts, adjustments are made in subsequent periods to reflect more current information. No material adjustments were made to previous estimates or assumptions during the current year.

#### ***Revenue Recognition***

Oncor’s revenue is billed under tariffs approved by the PUCT and the majority of revenues are related to providing electric delivery service to consumers. Tariff rates are designed to recover the cost of providing electric delivery service including a reasonable rate of return on invested capital. Revenues are generally recognized when the underlying service has been provided in an amount prescribed by the related tariff. See Note 3 for additional information regarding revenues.

#### ***Impairment of Long-Lived Assets and Goodwill***

We evaluate long-lived assets (including intangible assets with finite lives) for impairment whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amount of an asset may not be recoverable. We also evaluate goodwill for impairment annually on October 1 and whenever events or changes in circumstances indicate that an impairment may exist. The determination of the existence of these and other indications of impairment involves judgments that are subjective in nature and may require the use of estimates in forecasting future results and cash flows.



SIN TEXTD

For our annual goodwill impairment testing, we have the option to first make a qualitative assessment of whether it is more likely than not that our enterprise fair value is less than our enterprise carrying amount before applying the quantitative goodwill impairment test. If we elect to perform the qualitative assessment, we evaluate relevant events and circumstances, including but not limited to, macroeconomic conditions, industry and market considerations, cost factors and the overall financial performance. If, after assessing these qualitative factors, we determine that it is more-likely-than-not that our enterprise fair value is less than our enterprise carrying amount, then we perform a quantitative goodwill impairment test. If, after performing the quantitative goodwill impairment test, we determine that goodwill is impaired, we record the amount of goodwill impairment as the excess of carrying amount over fair value, not to exceed the carrying amount of goodwill.

In each of 2020, 2019 and 2018, we concluded, based on a qualitative assessment, that our estimated enterprise fair value was more likely than not greater than our carrying value. As a result, no quantitative goodwill impairment tests were required and no impairments were recognized.

#### ***Income Taxes***

Oncor is a partnership for US federal income tax purposes. Our tax sharing agreement with Oncor and STH, as successor to EFH Corp., includes Texas Transmission. The tax sharing agreement provides for the calculation of tax liability substantially as if we and Oncor file our own income tax returns, and requires tax payments to members determined on that basis (without duplication for any income taxes paid by our subsidiaries). Deferred income taxes are provided for temporary differences between our book and tax bases of assets and liabilities.

Amounts of deferred income tax assets and liabilities, as well as current and noncurrent accruals, are determined in accordance with the provisions of accounting guidance for income taxes and for uncertainty in income taxes. The accounting guidance for rate-regulated enterprises requires the recognition of regulatory assets or liabilities if it is probable such deferred tax amounts will be recovered from, or returned to customers in future rates. Investment tax credits are amortized to income over the estimated lives of the related properties.

We classify any interest and penalties expense related to uncertain tax positions as current income taxes as discussed in Note 4.

#### ***Defined Benefit Pension Plans and Oncor OPEB Plans***

Oncor has liabilities under pension plans that offer benefits based on either a traditional defined benefit formula or a cash balance formula and Oncor OPEB plans that offer certain health care and life insurance benefits to eligible employees and their eligible dependents upon the retirement of such employees. Costs of pension and Oncor OPEB plans are dependent upon numerous factors, assumptions and estimates. See Note 10 for additional information regarding pension and OPEB plans.

#### ***System of Accounts***

Our accounting records have been maintained in accordance with the FERC Uniform System of Accounts as adopted by the PUCT.

#### ***Property, Plant and Equipment***

Properties are stated at original cost. The cost of self-constructed property additions includes materials and both direct and indirect labor and applicable overhead and an allowance for funds used during construction.

Depreciation of property, plant and equipment is calculated on a straight-line basis over the estimated service lives of the properties based on depreciation rates approved by the PUCT. As is common in the industry, depreciation expense is recorded using composite depreciation rates that reflect blended estimates of the lives of major asset groups as compared to depreciation expense calculated on a component asset-by-asset basis. Depreciation rates include plant removal costs as a component of depreciation expense, consistent with regulatory treatment. Actual removal costs incurred are charged to accumulated depreciation. Accrued removal costs in excess of incurred removal costs are reclassified as a regulatory liability to retire assets in the future.

SIN TEXTO



### ***Regulatory Assets and Liabilities***

Oncor is subject to rate regulation and our financial statements reflect regulatory assets and liabilities in accordance with accounting standards related to the effect of certain types of regulation. Regulatory assets and liabilities represent probable future revenues that will be recovered from or refunded to customers through the ratemaking process based on PURA and/or the PUCT's orders, precedents or substantive rules. Rate regulation is premised on the full recovery of prudently incurred costs and a reasonable rate of return on invested capital subject to PUCT review for reasonableness. Regulatory decisions can have an impact on the recovery of costs, the rate earned on invested capital and the timing and amount of assets to be recovered by rates. See Note 2 for more information regarding regulatory assets and liabilities.

### ***Franchise Taxes***

Franchise taxes are assessed to Oncor by local governmental bodies, based on kWh delivered and are a principal component of taxes other than income taxes as reported in the income statement. Franchise taxes are not a "pass through" item. The rates Oncor charges customers are intended to recover the franchise taxes, but Oncor is not acting as an agent to collect the taxes from customers.

### ***Allowance for Funds Used During Construction (AFUDC)***

AFUDC is a regulatory cost accounting procedure whereby both interest charges on borrowed funds and a return on equity capital used to finance construction are included in the recorded cost of utility plant and equipment being constructed. AFUDC is capitalized on all projects involving construction periods lasting greater than thirty days. The interest portion of capitalized AFUDC is accounted for as a reduction to interest expense and the equity portion of capitalized AFUDC is accounted for as other income. See Note 13 for detail of amounts reducing interest expense and increasing other income.

### ***Cash and Cash Equivalents***

For purposes of reporting cash and cash equivalents, highly liquid investments with original maturities of three months or less at the date of purchase are considered to be cash equivalents.

### ***Fair Value of Nonderivative Financial Instruments***

The carrying amounts for financial assets classified as current assets and the carrying amounts for financial liabilities classified as current liabilities approximate fair value due to the short maturity of such instruments. The fair values of other financial instruments, for which carrying amounts and fair values have not been presented, are not materially different than their related carrying amounts. The following discussion of fair value accounting standards applies primarily to our determination of the fair value of assets in the pension and Oncor OPEB plans' trusts (see Note 10) and long-term debt (see Note 6).

Accounting standards related to the determination of fair value define fair value as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability in an orderly transaction between market participants at the measurement date. We use a "mid-market" valuation convention (the mid-point price between bid and ask prices) as a practical expedient to measure fair value for the majority of our assets and liabilities subject to fair value measurement on a recurring basis. We primarily use the market approach for recurring fair value measurements and use valuation techniques to maximize the use of observable inputs and minimize the use of unobservable inputs.

We categorize our assets and liabilities recorded at fair value based upon the following fair value hierarchy:

- Level 1 valuations use quoted prices in active markets for identical assets or liabilities that are accessible at the measurement date. An active market is a market in which transactions for the asset or liability occur with sufficient frequency and volume to provide pricing information on an ongoing basis.



SIN TEXTO

- Level 2 valuations use inputs that, in the absence of actively quoted market prices, are observable for the asset or liability, either directly or indirectly. Level 2 inputs include: (a) quoted prices for similar assets or liabilities in active markets, (b) quoted prices for identical or similar assets or liabilities in markets that are not active, (c) inputs other than quoted prices that are observable for the asset or liability such as interest rates and yield curves observable at commonly quoted intervals and (d) inputs that are derived principally from or corroborated by observable market data by correlation or other means. Our Level 2 valuations utilize over-the-counter broker quotes, quoted prices for similar assets or liabilities that are corroborated by correlations or other mathematical means and other valuation inputs.
- Level 3 valuations use unobservable inputs for the asset or liability. Unobservable inputs are used to the extent observable inputs are not available, thereby allowing for situations in which there is little, if any, market activity for the asset or liability at the measurement date. We use the most meaningful information available from the market combined with internally developed valuation methodologies to develop our best estimate of fair value.

We utilize several different valuation techniques to measure the fair value of assets and liabilities, relying primarily on the market approach of using prices and other market information for identical and/or comparable assets and liabilities for those items that are measured on a recurring basis.

The fair value of certain investments is measured using the net asset value (NAV) per share as a practical expedient. Such investments measured at NAV are not required to be categorized within the fair value hierarchy.

#### ***Derivative Instruments and Mark-to-Market Accounting***

From time-to-time Oncor enters into derivative instruments to hedge interest rate risk. If the instrument meets the definition of a derivative under accounting standards related to derivative instruments and hedging activities, the fair value of each derivative is recognized on the balance sheet as a derivative asset or liability and changes in the fair value are recognized in net income, unless criteria for cash flow hedge accounting are met. This recognition is referred to as “mark-to-market” accounting.

#### ***Changes in Accounting Standards***

**Topic 326, “Financial Instruments—Credit Losses”** – In June 2016, the FASB issued ASU No. 2016-13, which changes how entities account for credit losses on receivables and certain other financial assets. The guidance requires use of a current expected credit loss model, which may result in earlier recognition of credit losses than under previous accounting standards. We adopted the new standard effective January 1, 2020. The adoption of the new standard did not have a material impact on our consolidated financial statements.

**Topic 848, “Facilitation of the Effects of Reference Rate Reform on Financial Reporting”** – In March 2020, the FASB issued ASU No. 2020-04, which provides optional expedients and exceptions for applying GAAP to contracts, hedging relationships, and other transactions that reference LIBOR or another reference rate expected to be discontinued because of reference rate reform. ASU No. 2020-04 is effective for all entities as of March 12, 2020 through December 31, 2022. The standard allows entities to account for contract modifications as an event that does not require reassessment or remeasurement (i.e., as a continuation of the existing contract). Oncor’s Credit Facility uses LIBOR as a benchmark for establishing interest rates. Implementation has not had an impact on our consolidated financial statements. In the event Oncor modifies its Credit Facility related to the phase-out of LIBOR, we will evaluate the optional expedients and exceptions under the standard.

## **2. REGULATORY MATTERS**

#### ***Regulatory Assets and Liabilities***

Recognition of regulatory assets and liabilities and the periods over which they are to be recovered or refunded through rate regulation reflect the decisions of the PUCT. Components of regulatory assets and liabilities and their remaining recovery periods as of December 31, 2020 are provided in the table below. Amounts not earning a return through rate regulation are noted.

**SIN TEXTO**

	Remaining Rate Recovery/Amortization Period at	At December 31,	
	December 31, 2020	2020	2019
Regulatory assets:			
Employee retirement liability (a)(b)(c)	To be determined	672	\$ 623
Employee retirement costs being amortized	7 years	227	262
Employee retirement costs incurred since the last rate review period (b)	To be determined	67	79
Self-insurance reserve (primarily storm recovery costs) being amortized	7 years	266	309
Self-insurance reserve incurred since the last rate review period (primarily storm related) (b)	To be determined	256	238
Debt reacquisition costs	Lives of related debt	25	29
Under-recovered AMS costs	7 years	149	170
Energy efficiency performance bonus (a)	1 year or less	14	9
Wholesale distribution substation service	To be determined	55	34
Unrecovered expenses related to COVID-19 (d)	To be determined	27	-
Other regulatory assets	Various	21	22
Total regulatory assets		1,779	1,775
Regulatory liabilities:			
Estimated net removal costs	Lives of related assets	1,262	1,178
Excess deferred taxes	Primarily over lives of related assets	1,508	1,574
Over-recovered wholesale transmission service expense (a)	1 year or less	52	30
Unamortized gain on reacquisition of debt	Lives of related debt	27	-
Other regulatory liabilities	Various	6	11
Total regulatory liabilities		2,855	2,793
Net regulatory assets (liabilities)		(1,076)	\$ (1,018)

- (a) Not earning a return in the regulatory rate-setting process.  
(b) Recovery is specifically authorized by statute or by the PUCT, subject to reasonableness review.  
(c) Represents unfunded liabilities recorded in accordance with pension and OPEB accounting standards.  
(d) Includes \$21 million incremental costs incurred resulting from the effects of the COVID-19 pandemic, including costs related to Oncor's pandemic response plan and \$6 million related to the COVID-19 Electricity Relief Program.

**PUCT Project No. 50664 Issues Related to the State of Disaster for the Coronavirus Disease 2019**

In March 2020, the PUCT issued an order in PUCT Project No. 50664, *Issues Related to the State of Disaster for the Coronavirus Disease 2019*, creating the COVID-19 Electricity Relief Program (COVID-19 ERP) to aid certain eligible residential customers unable to pay their electricity bills as a result of the COVID-19 pandemic impacts. Customer enrollment in the COVID-19 ERP closed on August 31, 2020, and financial assistance under the program was available to enrolled residential customers for electricity bills issued on or after March 26, 2020 through September 30, 2020. In connection with the COVID-19 ERP, the PUCT suspended service disconnections due to nonpayment for customers enrolled in the program through September 30, 2020.

To fund the COVID-19 ERP, the PUCT authorized a \$0.33 per MWh surcharge to be collected by transmission and distribution utilities through rates and directed ERCOT to provide loans to those transmission and distribution utilities for the initial funding of the COVID-19 ERP. As a result, in April 2020 Oncor filed a tariff rider implementing the surcharge and received an unsecured loan from ERCOT in the principal amount of \$7 million,



SIN TEXTO



which was repaid in December 2020. Surcharge collections were recorded as a regulatory liability until the funds were used. Surcharge collections could only be used to reimburse transmission and distribution utilities and REPs for eligible unpaid bills from residential customers enrolled in the COVID-19 ERP and to cover costs of a third-party administrator to administer the eligibility process. At December 31, 2020, Oncor had billed \$32 million under the rider surcharge. Reimbursements paid by us pursuant to the COVID-19 ERP totaled \$38 million through December 31, 2020 (including \$18 million of reimbursements to Oncor for electricity delivery charges). As of February 9, 2021, Oncor had billed amounts under the tariff surcharge approximately equal to the reimbursements paid by us pursuant to the COVID-19 ERP and ceased billing the tariff rider surcharge.

The PUCT also authorized the transmission and distribution utilities to use a regulatory asset accounting mechanism and a subsequent process to seek future recovery of expenses resulting from the effects of the COVID-19 pandemic. Therefore, Oncor is recording incremental costs incurred by Oncor resulting from the effects of the COVID-19 pandemic, including costs relating to the implementation of Oncor's pandemic response plan, as a regulatory asset. At December 31, 2020, Oncor recorded \$21 million with respect to this regulatory asset. For more information on regulatory assets and liabilities, see Note 1.

#### ***InfraREIT Acquisition Approval (PUCT Docket No. 48929)***

On May 9, 2019, the PUCT issued a final order in Docket No. 48929 approving the transactions contemplated by the InfraREIT Acquisition, including the SDTS-SU Asset Exchange, and Sempra's acquisition of an indirect 50% ownership interest in Sharyland Holdings, L.P., the parent of Sharyland. For more information on these transactions, see Note 14.

#### ***Regulatory Status of the TCJA***

The excess deferred tax related balances above are primarily the result of the TCJA corporate federal income tax rate reduction from 35% to 21%. These regulatory liabilities reflect Oncor's obligation, as required by PUCT order in Docket No. 46957, to refund to utility customers any excess deferred tax related balances created by the reduction in the corporate federal income tax rate through reductions in Oncor's tariffs.

In 2018, Oncor made filings to incorporate the impacts of the TCJA into Oncor's tariffs, including the reduction in the corporate income tax rate from 35% to 21% and amortization of excess deferred federal income taxes. In September 2018, Oncor reached an unopposed stipulation regarding an overall settlement of the TCJA impacts. The settlement included, on an annual basis, a \$144 million decrease in Oncor's revenue requirement related to the reduction of income tax expense currently in rates and a \$75 million decrease related to amortization of excess deferred federal income taxes. Excess deferred federal income taxes are being refunded as required by the PUCT generally over the lives of the related assets.

The settlement rates were implemented on an interim basis during 2018 and were approved by the PUCT on April 4, 2019. During 2018, interim TCOS rates included refunds of excess deferred federal income taxes that were lower than the amount ultimately approved by the PUCT. Therefore, the PUCT approved in Docket 49160 an additional one time refund of \$9 million, which was made in April and May of 2019.

#### ***AMS Final Reconciliation (PUCT Docket No. 49721)***

On July 9, 2019, Oncor filed a request with the PUCT for a final reconciliation of Oncor's AMS costs. Effective with the implementation of rates pursuant to the Docket No. 46957 rate review, Oncor ceased recovering AMS charges through a surcharge on November 26, 2017, and AMS costs are now being recovered through base rates. Oncor made the following requests in Oncor's AMS reconciliation filing:

- a reconciliation of all costs incurred with the \$87 million of revenues collected during the final period of the AMS surcharge from January 1, 2017 to November 26, 2017,
- a final PUCT determination of the net operating cost savings of \$16 million from the final period of Oncor's AMS deployment that were used to reduce the amount of costs that were ultimately recovered through Oncor's AMS surcharge,

**SIN TEXTD**

- authorization to add the under-recovery of the 2017 AMS costs from this reconciliation proceeding of \$6 million to the existing AMS regulatory asset currently being recovered through base rates, and
- authorization to establish a regulatory asset to capture the costs associated with this reconciliation proceeding (if approved, Oncor would seek recovery of that regulatory asset in a future Oncor rate case).

On October 8, 2019, Oncor filed a joint motion to admit evidence and for approval of a joint proposed order that implements the requests detailed above, as agreed to by the PUCT staff and the Steering Committee of Cities. On December 16, 2019, the PUCT signed a Final Order approving Oncor's requests as listed above.

We and Oncor are involved in various other regulatory proceedings in the normal course of business, the ultimate resolution of which, in the opinion of management, should not have a material effect upon our financial position, results of operations or cash flows.

### 3. REVENUES

#### *General*

Oncor's revenue is billed monthly under tariffs approved by the PUCT and the majority of revenues are related to providing electric delivery service to consumers. Tariff rates are designed to recover the cost of providing electric delivery service to customers including a reasonable rate of return on invested capital. As the volumes delivered can be directly measured, Oncor revenues are recognized when the underlying service has been provided in an amount prescribed by the related tariff. Oncor recognizes revenue in the amount that it has the right to invoice. Substantially all of Oncor's revenues are from contracts with customers except for alternative revenue program revenues discussed below.

#### *Reconcilable Tariffs*

The PUCT has designated certain tariffs (primarily TCRF and EECRF) as reconcilable, which means the differences between amounts billed under these tariffs and the related incurred costs are deferred as either regulatory assets or regulatory liabilities. Accordingly, at prescribed intervals, future tariffs are adjusted to either repay regulatory liabilities or collect regulatory assets.

#### *Alternative Revenue Program*

The PUCT has implemented an incentive program allowing Oncor to earn performance bonuses by exceeding PURA-mandated energy efficiency program targets. This incentive program and the related performance bonus revenues are considered an "alternative revenue program" under GAAP. Annual performance bonuses are recognized as revenue when approved by the PUCT, typically in the third or fourth quarter each year. In 2020 and 2019, the PUCT approved a \$14 million and \$9 million bonus that Oncor recognized in revenues in 2020 and 2019, respectively.

#### *Disaggregation of Revenues*

The following table reflects electric delivery revenues disaggregated by tariff:

	Year Ended December 31,	
	2020	2019
<b><u>Operating revenues</u></b>		
<b>Revenues contributing to earnings:</b>		
Distribution base revenues	\$ 2,156	\$ 2,143
Transmission base revenues (TCOS revenues)		
Billed to third-party wholesale customers	803	681
Billed to REPs serving Oncor distribution customers, through TCRF	446	391
Total transmission base revenues	1,249	1,072



SIN TEXTD



Other miscellaneous revenues	87	77
Total revenues contributing to earnings	3,492	3,292
<b>Revenues collected for pass-through expenses:</b>		
TCRF – third-party wholesale transmission service	975	1,005
EECRF	44	50
Revenues collected for pass-through expenses	1,019	1,055
 Total operating revenues	 \$ 4,511	 \$ 4,347

### ***Customers***

Oncor’s distribution customers consist of approximately 95 REPs and certain electric cooperatives in Oncor’s certificated service area. The consumers of the electricity Oncor delivers are free to choose their electricity supplier from REPs who compete for their business. Oncor’s transmission base revenues are collected from load serving entities benefitting from Oncor’s transmission system. Oncor’s transmission customers consist of municipalities, electric cooperatives and other distribution companies. REP subsidiaries of Oncor’s two largest customers collectively represented 25% and 18% of Oncor’s total operating revenues for the year ended 2020, 23% and 18% for the year ended 2019 and 23% and 19% for the year ended 2018. No other customer represented more than 10% of ours or Oncor’s total operating revenues.

### ***Variability***

Our revenues and cash flows are subject to seasonality, timing of customer billings, weather conditions and other electricity usage drivers, with revenues being highest in the summer. Payment is due 35 days after invoicing. Under a PUCT rule relating to the Certification of Retail Electric Providers, write-offs of uncollectible amounts owed by REPs are recoverable as a regulatory asset.

### ***Pass-through Expenses***

Revenue equal to expenses that are allowed to be passed-through to customers (primarily third-party wholesale transmission service and energy efficiency program costs) are recognized at the time the expense is recognized. Franchise taxes are assessed by local governmental bodies, based on kWh delivered and are not a “pass-through” item. The rates Oncor charges customers are intended to recover the franchise taxes, but Oncor is not acting as an agent to collect the taxes from customers; therefore, franchise taxes are reported as a principal component of “taxes other than amounts related to income taxes” instead of a reduction to “revenues” in the income statement.

### ***Lubbock Joint Project with LP&L***

Oncor is currently involved in an estimated \$400 million joint project with LP&L, with costs and resulting assets to ultimately be split by Oncor and LP&L, that involves the build out of transmission lines to join the City of Lubbock to the ERCOT market. Oncor is completing the construction, with LP&L reimbursing Oncor during the project for its portion of the construction costs. The LP&L related assets and a corresponding liability will remain on Oncor’s balance sheet until the end of the project when title to the LP&L portion of the assets transfers to LP&L. As a unique and nonrecurring construction project, the transfer of title will be accounted for as a sale of nonfinancial assets once construction is complete.

SIN TEXTO

**COPIA SIMPLE**

#### 4. INCOME TAXES

##### *Components of Deferred Income Taxes*

The components of our deferred income taxes not attributable to noncontrolling interests are provided in the table below.

	At December 31,	
	2020	2019
Deferred Tax Assets:		
Section 704c income	\$ 211	\$ 199
Total	211	199
Deferred Tax Liabilities:		
Partnership outside basis difference	85	85
Basis difference in partnership	1,438	1,337
Total	1,523	1,422
Deferred tax liability - net	\$ 1,312	\$ 1,223

The components of our income tax expense (benefit) are as follows:

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Reported in operating expenses:			
Current:			
U.S. federal	\$ 101	\$ 69	\$ 112
State	22	22	21
Deferred U.S. federal	27	49	21
Amortization of investment tax credits	(1)	(2)	(2)
Total reported in operating expenses	149	138	152
Reported in other income and deductions:			
Current U.S. federal	(23)	(16)	(18)
Deferred U.S. federal	20	9	8
Total reported in other income and deductions	(3)	(7)	(10)
Total provision for income taxes	\$ 146	\$ 131	\$ 142

Reconciliation of income taxes computed at the U.S. federal statutory rate to income taxes:

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Income before income taxes	\$ 849	\$ 774	\$ 662
Income taxes at the U.S. federal statutory rate of 21%	\$ 178	\$ 163	\$ 139
Amortization of investment tax credits – net of deferred tax effect	(1)	(2)	(2)
Amortization of excess deferred taxes	(52)	(52)	(18)
Texas margin tax, net of federal tax benefit	18	17	17



SIA TEXT0



Other	3	5	6
Income tax expense	\$ 146	\$ 131	\$ 142
Effective rate	17.2%	16.9%	21.5%

At December 31, 2020, net amounts of \$1.3 billion were reported in the balance sheets as accumulated deferred income taxes. At December 31, 2019, net amounts of \$1.2 billion were reported in the balance sheets as accumulated deferred income taxes. These amounts include \$1.4 billion related to our investment in Oncor in both years. Additionally, at December 31, 2020 and 2019, we have net deferred tax assets of \$126 million and \$114 million, respectively, related to our outside basis differences in Oncor and zero in both years related to our other temporary differences.

#### ***Accounting For Uncertainty in Income Taxes***

We had no uncertain tax positions in 2020, 2019 and 2018.

Noncurrent liabilities included no accrued interest related to uncertain tax positions at December 31, 2020 and 2019. There were no amounts recorded related to interest and penalties in the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018. The federal income tax benefit on the interest accrued on uncertain tax positions, if any, is recorded as accumulated deferred income taxes.

#### **5. SHORT-TERM BORROWINGS**

According to our organizational documents, Oncor Holdings (parent) is prohibited from directly incurring indebtedness for borrowed money. At December 31, 2020 and 2019, Oncor's outstanding short-term borrowings under its CP Program and Credit Facility consisted of the following:

	At December 31,	
	2020	2019
Total credit facility borrowing capacity	\$ 2,000	\$ 2,000
Commercial paper outstanding (a)	(70)	(46)
Credit facility outstanding (b)	-	-
Letters of credit outstanding (c)	(9)	(10)
Available unused credit	\$ 1,921	\$ 1,944

- (a) The weighted average interest rates for commercial paper were 0.17% and 1.84% at December 31, 2020 and December 31, 2019, respectively.
- (b) At December 31, 2020, the applicable interest rate for any outstanding borrowings was LIBOR plus 1.25%.
- (c) Interest rates on outstanding letters of credit at December 31, 2020 and December 31, 2019 were 1.45% and 1.20%, respectively, based on Oncor's credit ratings.

#### ***CP Program***

In March 2018, Oncor established the CP Program, under which it may issue CP Notes on a private placement basis up to a maximum aggregate face or principal amount outstanding at any time of \$2.0 billion. The proceeds of CP Notes issued under the CP Program are used for working capital and general corporate purposes. The CP Program obtains liquidity support from Oncor's Credit Facility discussed below. Oncor may utilize either CP Program or the Credit Facility at their option, to meet funding needs.

#### ***Credit Facility***

In November 2017, Oncor entered into a \$2.0 billion unsecured Credit Facility to be used for working capital and general corporate purposes, issuances of letters of credit and support for any commercial paper issuances. In November 2020, Oncor entered into an amendment to the Credit Facility that extended its maturity date for one year to November 2023. Oncor may request increases in its borrowing capacity in increments of not less than \$100

SIN TEXTD

**COPY SIMPLE**

million, not to exceed \$400 million in the aggregate, provided certain conditions are met, including lender approvals. The Credit Facility also gives Oncor the option of requesting up to two one-year extensions, with such extensions subject to certain conditions and lender approvals.

The Credit Facility contains terms pursuant to which the interest rates charged under the agreement may be adjusted depending on Oncor's credit ratings. Borrowings under the Credit Facility bear interest at per annum rates equal to, at Oncor's option, (i) adjusted LIBOR plus a spread ranging from 1.125% to 1.750% depending on credit ratings assigned to Oncor's senior secured non-credit enhanced long-term debt or (ii) an alternate base rate (the highest of (1) the prime rate of JPMorgan Chase, (2) the greater of the federal funds effective rate or the overnight banking rate, plus 0.50%, and (3) adjusted LIBOR plus 1.00%) plus a spread ranging from 0.125% to 0.750% depending on credit ratings assigned to Oncor's senior secured non-credit enhanced long-term debt. Amounts borrowed under the Credit Facility, once repaid, can be borrowed again from time to time.

An unused commitment fee is payable quarterly in arrears and upon termination or commitment reduction at a rate equal to 0.075% to 0.225% (such spread depending on certain credit ratings assigned to Oncor's senior secured debt) of the daily unused commitments under the Credit Facility. Letter of credit fees on the stated amount of letters of credit issued under the Credit Facility are payable to the lenders quarterly in arrears and upon termination at a rate per annum equal to the spread over adjusted LIBOR. Customary fronting and administrative fees are also payable to letter of credit fronting banks. At December 31, 2020, letters of credit bore interest at 1.45%, and a commitment fee (at a rate of 0.10% per annum) was payable on the unfunded commitments under the Credit Facility, each based on Oncor's current credit ratings.

Under the terms of the Credit Facility, the commitments of the lenders to make loans to Oncor are several and not joint. Accordingly, if any lender fails to make loans to Oncor, Oncor's available liquidity could be reduced by an amount up to the aggregate amount of such lender's commitments under the facility.



SIN TEXTD

## 6. LONG-TERM DEBT

According to our organizational documents, Oncor Holdings (parent) is prohibited from directly incurring indebtedness for borrowed money. Oncor's secured debt is secured by a first priority lien on certain transmission and distribution assets equally and ratably with all of Oncor's other secured indebtedness. See "Deed of Trust" below for additional information. At December 31, 2020 and 2019, Oncor's long-term debt consisted of the following:

	December 31,	
	2020	2019
Fixed Rate Secured:		
5.75% Senior Notes due September 30, 2020	\$ -	\$ 126
8.50% Senior Notes, Series C, due December 30, 2020	-	14
4.10% Senior Notes, due June 1, 2022	400	400
7.00% Debentures due September 1, 2022	482	482
2.75% Senior Notes due June 1, 2024	500	500
2.95% Senior Notes due April 1, 2025	350	350
0.55% Senior Notes due October 1, 2025	450	-
3.86% Senior Notes, Series A, due December 3, 2025	174	174
3.86% Senior Notes, Series B, due January 14, 2026	38	38
3.70% Senior Notes due November 15, 2028	650	650
5.75% Senior Notes due March 15, 2029	318	318
7.25% Senior Notes, Series B, due December 30, 2029	-	36
2.75% Senior Notes due May 15, 2030	400	-
6.47% Senior Notes, Series A, due September 30, 2030	-	83
7.00% Senior Notes due May 1, 2032	494	500
7.25% Senior Notes due January 15, 2033	323	350
7.50% Senior Notes due September 1, 2038	300	300
5.25% Senior Notes due September 30, 2040	475	475
4.55% Senior Notes due December 1, 2041	400	400
5.30% Senior Notes due June 1, 2042	348	500
3.75% Senior Notes due April 1, 2045	550	550
3.80% Senior Notes due September 30, 2047	325	325
4.10% Senior Notes due November 15, 2048	450	450
3.80% Senior Notes, due June 1, 2049	500	500
3.10% Senior Notes, due September 15, 2049	700	700
3.70% Senior Notes due May 15, 2050	400	-
5.35% Senior Notes due October 1, 2052	300	-
Secured long-term debt	9,327	8,221
Variable Rate Unsecured:		
Term loan credit agreement maturing October 6, 2020	-	460
Total long-term debt	9,327	8,681
Unamortized discount and debt issuance costs	(98)	(56)
Less amount due currently	-	(608)
Long-term debt, less amounts due currently	\$ 9,229	\$ 8,017

SIN TEXTO



## ***Long-Term Debt-Related Activity in 2020***

### *Senior Secured Notes*

#### *2030 Notes and 2050 Notes Issuances*

On March 20, 2020, Oncor completed a sale of \$400 million aggregate principal amount of 2.75% Senior Secured Notes due May 15, 2030 (2030 Notes) and \$400 million aggregate principal amount of 3.70% Senior Secured Notes due May 15, 2050 (2050 Notes). Oncor used the proceeds (net of the initial purchasers' discount, fees and expenses) of approximately \$790 million from the sale of the 2030 Notes and 2050 Notes for general corporate purposes, including the repayment of short-term and long-term debt.

The 2030 and 2050 Notes were issued pursuant to the provisions of an Indenture, dated as of August 1, 2002, between Oncor and The Bank of New York Mellon Trust Company, N.A. (as successor to The Bank of New York Mellon, formerly The Bank of New York) (as amended and supplemented, the Indenture). The 2030 Notes and the 2050 Notes each constitute a separate series of notes under the Indenture, but will be treated together with Oncor's other outstanding debt securities issued under the Indenture for amendments and waivers and for taking certain other actions.

The 2030 Notes bear interest at a rate of 2.75% per annum and mature on May 15, 2030. The 2050 Notes bear interest at a rate of 3.70% per annum and mature on May 15, 2050. Interest on the 2030 Notes and 2050 Notes is payable in cash semiannually in arrears on May 15 and November 15 of each year, and the first interest payment was due on November 15, 2020. Prior to February 15, 2030, in the case of the 2030 Notes and November 15, 2049, in the case of the 2050 Notes, Oncor may redeem such notes at any time, in whole or in part, at a price equal to 100% of their principal amount, plus accrued and unpaid interest and a "make-whole" premium. On and after February 15, 2030, in the case of the 2030 Notes and November 15, 2049, in the case of the 2050 Notes, Oncor may redeem such Notes at any time, in whole or in part, at a redemption price equal to 100% of the principal amount of such Notes, plus accrued and unpaid interest.

The 2030 Notes and 2050 Notes were issued in a private placement and were not registered under the Securities Act. In August 2020, Oncor completed an offering with the holders of the 2030 Notes and 2050 Notes to exchange their respective notes for notes that have terms identical in all material respects to the 2030 Notes and 2050 Notes (Exchange Notes), except that the Exchange Notes do not contain terms with respect to transfer restrictions, registration rights and payment of additional interest for failure to observe certain obligations in a certain registration rights agreement. The Exchange Notes were registered on a Form S-4, which was declared effective in July 2020.

#### *Debt Exchange and 2052 Notes Issuance*

On September 23, 2020, Oncor issued \$300 million aggregate principal amount of 5.35% Senior Secured Notes due 2052 (the 2052 Notes) in exchange for a like aggregate principal amount of certain of Oncor's existing senior secured debt, consisting of (i) \$35 million aggregate principal amount of Oncor's 7.25% Senior Notes, Series B, due December 30, 2029 (Series B Notes), (ii) \$80 million aggregate principal amount of Oncor's 6.47% Senior Notes, Series A, due September 30, 2030 (Series A Notes), (iii) \$6 million aggregate principal amount of Oncor's 7.00% Senior Secured Notes due May 1, 2032, (iv) \$27 million aggregate principal amount of Oncor's 7.25% Senior Secured Notes due January 15, 2033, and (v) \$152 million aggregate principal amount of Oncor's 5.30% Senior Secured Notes due June 1, 2042. Oncor received no proceeds from the exchange.

The 2052 Notes were issued pursuant to the provisions of the Indenture. The 2052 Notes constitute a separate series of notes under the Indenture, but will be treated together with Oncor's other outstanding debt securities issued under the Indenture for amendments and waivers and for taking certain other actions.

The 2052 Notes bear interest at a rate of 5.35% per annum and mature on October 1, 2052. Interest on the 2052 Notes is payable in cash semi-annually in arrears on April 1 and October 1 of each year, and the first interest payment is due on April 1, 2021. Prior to April 1, 2052, Oncor may redeem the 2052 Notes at any time, in whole or in part, at a price equal to 100% of their principal amount, plus accrued and unpaid interest and a "make-whole"



SM TEXT0

premium. On and after April 1, 2052, Oncor may redeem the 2052 Notes at any time, in whole or in part, at a redemption price equal to 100% of the principal amount of such 2052 Notes, plus accrued and unpaid interest.

The 2052 Notes were issued in a private placement and were not registered under the Securities Act. Oncor has agreed, subject to certain exceptions, to register with the SEC notes having substantially identical terms as the 2052 Notes (except for provisions relating to the transfer restriction and payment of additional interest) as part of Oncor's offer to exchange freely tradable exchange notes for the 2052 Notes. Oncor has agreed to use commercially reasonable efforts to cause the exchange offer to be completed within 315 days after the issue date of the 2052 Notes. If a registration statement for the exchange offer is not declared effective by the SEC within 270 days after the issue date of the 2052 Notes or the exchange offer is not completed within 315 days after the issue date of the 2052 Notes (an exchange default), then the annual interest rate of the 2052 Notes will increase 50 basis points per annum until the earlier of the expiration of the exchange default or the second anniversary of the issue date of the 2052 Notes.

#### *2025 Notes Issuance*

On September 28, 2020, Oncor issued \$450 million aggregate principal amount of 0.55% Senior Secured Notes due 2025 (the 2025 Notes). Oncor intends to use the proceeds (net of the initial purchasers' discount, fees and expenses) of approximately \$443 million from the sale of the 2025 Notes to finance or refinance, in whole or in part, eligible projects consisting of investments in or expenditures with minority- and women-owned business suppliers pursuant to Oncor's sustainable bond framework. The net proceeds may be temporarily invested in cash, cash equivalents and/or U.S. government securities in accordance with Oncor's cash management policies or used to repay certain other indebtedness, or both.

The 2025 Notes were issued pursuant to the provisions of the Indenture. The 2025 Notes constitute a separate series of notes under the Indenture, but will be treated together with Oncor's other outstanding debt securities issued under the Indenture for amendments and waivers and for taking certain other actions.

The 2025 Notes bear interest at a rate of 0.55% per annum and mature on October 1, 2025. Interest on the 2025 Notes is payable in cash semi-annually in arrears on April 1 and October 1 of each year, and the first interest payment is due on April 1, 2021. Prior to September 1, 2025, Oncor may redeem the 2025 Notes at any time, in whole or in part, at a price equal to 100% of their principal amount, plus accrued and unpaid interest and a "make-whole" premium. On and after September 1, 2025, Oncor may redeem the 2025 Notes at any time, in whole or in part, at a redemption price equal to 100% of the principal amount of the 2025 Notes, plus accrued and unpaid interest.

The 2025 Notes were issued in a private placement and were not registered under the Securities Act. Oncor has agreed, subject to certain exceptions, to register with the SEC notes having substantially identical terms as the 2025 Notes (except for provisions relating to the transfer restriction and payment of additional interest) as part of Oncor's offer to exchange freely tradable exchange notes for the 2025 Notes. Oncor has agreed to use commercially reasonable efforts to cause the exchange offer to be completed within 315 days after the issue date of the 2025 Notes. If a registration statement for the exchange offer is not declared effective by the SEC within 270 days after the issue date of the 2025 Notes or the exchange offer is not completed within 315 days after the issue date of the 2025 Notes (an exchange default), then the annual interest rate of the 2025 Notes will increase 50 basis points per annum until the earlier of the expiration of the exchange default or the second anniversary of the issue date of the 2025 Notes.

#### *January 2020 Term Loan Credit Agreement*

On January 28, 2020, Oncor entered into a \$450 million unsecured term loan credit agreement that had a maturity date of June 1, 2021 (January 2020 Term Loan Credit Agreement). Oncor borrowed an aggregate of \$450 million under the January 2020 Term Loan Credit Agreement, consisting of \$163 million on January 29, 2020, \$55 million on February 28, 2020 and \$232 million on March 17, 2020. The proceeds from each borrowing were used for general corporate purposes, including the repayment of notes outstanding under Oncor's CP Program. Loans under the January 2020 Term Loan Credit Agreement bore interest at per annum rates equal to LIBOR plus 0.50%.

SIN TEXTD

**COPY SIMPLE**

On December 23, 2020, Oncor repaid all outstanding borrowings under the January 2020 Term Loan Credit Agreement, and as a result it is no longer in effect.

#### *March 2020 Term Loan Credit Agreement*

On March 23, 2020, Oncor entered into an unsecured term loan credit agreement (March 2020 Term Loan Credit Agreement) with a commitment equal to an aggregate principal amount of \$350 million. Oncor entered into an amendment to the March 2020 Term Loan Credit Agreement in June 2020. As amended, the March 2020 Term Loan Credit Agreement had a maturity date of June 30, 2021 and provided for loans to bear interest at per annum rates equal to LIBOR plus 0.95%. Oncor borrowed an aggregate of \$110 million under the March 2020 Term Loan Credit Agreement, consisting of \$15 million and \$95 million on June 30, 2020 and July 31, 2020, respectively. The proceeds from each borrowing were used for general corporate purposes, including the repayment of notes outstanding under Oncor's CP Program. On September 28, 2020, Oncor repaid all outstanding borrowings under the March 2020 Term Loan Credit Agreement, and as a result it is no longer in effect.

#### *Interest Rate Hedge Transactions*

In February and March of 2020, Oncor entered into interest rate hedge transactions hedging the variability of benchmark bond rates used to determine interest rates on anticipated issuances of ten-year and thirty-year senior secured notes. The hedges were terminated in March 2020 upon Oncor's issuance of the 2030 Notes and 2050 Notes. Oncor recognized a \$29 million (\$23 million after-tax) loss related to the fair value of the hedge transactions in accumulated other comprehensive loss. Oncor expects approximately \$4 million of the amount reported in accumulated other comprehensive loss at December 31, 2020 related to interest rate hedges to be reclassified into net income as an increase to interest expense within the next 12 months, including \$2 million from the current year transactions.

#### *Debt Repayments*

Repayments of long-term debt during the year ended December 31, 2020 included \$14 million principal amount of Oncor's 8.50% Senior Secured Notes, Series C, due December 30, 2020 (Series C Notes), \$126 million aggregate principal amount of Oncor's 5.75% Senior Secured Notes due September 30, 2020, \$110 million principal amount borrowed under the March 2020 Term Loan Credit Agreement, \$450 million principal amount borrowed under the January 2020 Term Loan Credit Agreement, \$460 million principal amount borrowed under a term loan credit agreement entered into in September 2019 (2019 Term Loan Credit Agreement) and \$5 million principal amount of the quarterly amortizing debt for Oncor's Series A Notes, Series B Notes, and Series C Notes. The Series A Notes, Series B Notes, and Series C Notes were issued pursuant to a note purchase agreement, dated as of May 3, 2019. As a result of the September 2020 senior secured notes exchange, in which all of the outstanding Series A Notes and Series B Notes were exchanged for a like principal amount of 2052 Notes, and the December 30, 2020 repayment of the Series C Notes upon maturity, no notes remain outstanding under that note purchase agreement. The \$460 million principal amount repaid under the 2019 Term Loan Credit Agreement, the \$450 million principal amount repaid under the January 2020 Term Loan Credit Agreement and the \$110 million principal amount repaid under the March 2020 Term Loan Credit Agreement constituted all amounts outstanding under those respective agreements, and as a result of those repayments, the 2019 Term Loan Credit Agreement, January 2020 Term Loan Credit Agreement and March 2020 Term Loan Credit Agreement are no longer in effect.

#### *Deed of Trust*

Oncor's secured debt is secured equally and ratably by a first priority lien on certain Oncor transmission and distribution assets. The property is mortgaged under the Deed of Trust. The Deed of Trust permits us to secure indebtedness with the lien of the Deed of Trust up to the aggregate of (i) the amount of available bond credits, and (ii) 85% of the lower of the fair value or cost of certain property additions that could be certified to the Deed of Trust collateral agent. At December 31, 2020, the amount of available bond credits was \$2.115 billion and the amount of future debt Oncor could secure with property additions, subject to those property additions being certified to the Deed of Trust collateral agent, was \$3.328 billion.

Borrowings under the CP Program, the Credit Facility and term loan credit agreements are not secured.



SEE TEXT

**COPY SIMPLE**

## ***Maturities***

Oncor's long-term debt maturities at December 31, 2020, are as follows:

<b>Year</b>	<b>Amount</b>
2021	\$ -
2022	882
2023	-
2024	500
2025	974
Thereafter	6,971
Unamortized discount and debt issuance costs	(98)
<b>Total</b>	<b>\$ 9,229</b>

## ***Fair Value of Long-Term Debt***

At December 31, 2020 and 2019, the estimated fair value of long-term debt (including current maturities) totaled \$11.638 billion and \$10.003 billion, respectively, and the carrying amount totaled \$9.229 billion and \$8.625 billion, respectively. The fair value is estimated using observable market data, representing Level 2 valuations under accounting standards related to the determination of fair value.

## **7. COMMITMENTS AND CONTINGENCIES**

### ***Leases***

#### ***General***

A lease exists when a contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration. As lessee, Oncor's leased assets primarily consist of Oncor's vehicle fleet and real estate leased for company offices and service centers. Oncor's leases are accounted for as operating leases for both GAAP and rate-making purposes. Oncor generally recognizes operating lease costs on a straight-line basis over the lease term in operating expenses. We or Oncor are not a lessor to any material lease contracts.

As of the lease commencement date, Oncor recognizes a lease liability for Oncor's obligation to make lease payments, which is initially measured at present value using Oncor's incremental borrowing rate at the date of lease commencement, unless the rate implicit in the lease is readily determinable. Oncor determines its incremental borrowing rate based on the rate of interest that it would have to pay to borrow an amount equal to the lease payments on a collateralized basis over a similar term in a similar economic environment. Oncor also records a ROU asset for its right to use the underlying asset, which is initially equal to the lease liability and adjusted for any lease payments made at or before lease commencement, lease incentives and any initial direct costs.

Some of Oncor's lease agreements contain nonlease components, which represent items or activities that transfer a good or service. Oncor separates lease components from nonlease components, if any, for Oncor's fleet vehicle and real estate leases for purposes of calculating the related lease liability and ROU asset.

Certain of Oncor's leases include options to extend the lease terms for up to 20 years, while others include options to terminate early. Oncor's lease liabilities and ROU assets are based on lease terms that may include such options to extend or terminate the lease when it is reasonably certain that Oncor will exercise that option.

#### ***Short-term Leases***

Some of Oncor's contracts are short-term leases, which have a lease term of 12 months or less at lease commencement. As allowed by GAAP, we and Oncor do not recognize a lease liability or ROU asset arising from

SIN TEXTO

short-term leases for all existing classes of underlying assets. We and Oncor recognize short-term lease costs on a straight-line basis over the lease term.

*Lease Obligations, Lease Costs and Other Supplemental Data*

The following tables summarize lease information on the consolidated balance sheet at December 31, 2020 and 2019.

	At December 31,	
	2020	2019
<u>Operating Leases:</u>		
ROU assets:		
Operating lease ROU, third-party joint project and other assets	\$ 132	\$ 92
Lease liabilities:		
Operating lease and other current liabilities	\$ 29	\$ 26
Operating lease, third-party joint project and other obligations	124	66
Total operating lease liabilities	\$ 153	\$ 92
Weighted-average remaining lease term (in years)	7	4
Weighted-average discount rate	2.8%	3.3%

The components of lease costs and cash paid for amounts included in the measurement of lease liabilities in 2020 and 2019 were as follows:

	Year Ended December 31,	
	2020	2019
<u>Operating lease cost:</u>		
Operating lease costs (including amounts allocated to property, plant and equipment)	\$ 42	\$ 40
Short-term lease costs	10	34
Total operating lease costs	\$ 52	\$ 74
<u>Operating lease payments:</u>		
Cash paid for amounts included in the measurement of lease liabilities	\$ 35	\$ 32



SIN TEXTO

The table below presents the maturity analysis of lease liabilities and reconciliation to the present value of lease liabilities:

Year	Amount
2021	\$ 33
2022	30
2023	23
2024	17
2025	9
Thereafter	58
Total undiscounted lease payments	170
Less imputed interest	(17)
Total operating lease obligations	\$ 153

### ***Capital Expenditures***

As part of the Sempra Acquisition, Oncor has committed to make minimum aggregate capital expenditures equal to at least \$7.5 billion over the five year period ending December 31, 2022. Oncor's capital expenditures from January 1, 2018 to December 31, 2020 totaled \$6.4 billion.

### ***Energy Efficiency Spending***

Oncor is required to annually invest in programs designed to improve customer electricity demand efficiencies to satisfy ongoing regulatory requirements. The requirement for the year 2021 is \$52 million which is recoverable in rates.

### ***Legal/Regulatory Proceedings***

We and Oncor are involved in various legal and administrative proceedings in the normal course of business, the ultimate resolution of which, in the opinion of management, should not have a material effect upon our financial position, results of operations or cash flows.

### ***Labor Contracts***

At December 31, 2020, approximately 17% of Oncor's full time employees were represented by a labor union and covered by a collective bargaining agreement that expires in October 2022.

### ***Environmental Contingencies***

Oncor must comply with environmental laws and regulations applicable to the handling and disposal of hazardous waste. Oncor is in compliance with all current laws and regulations; however, the impact, if any, of changes to existing regulations or the implementation of new regulations is not determinable. The costs to comply with environmental regulations can be significantly affected by the following external events or conditions:

- changes to existing state or federal regulation by governmental authorities having jurisdiction over control of toxic substances and hazardous and solid wastes, and other environmental matters, and
- the identification of additional sites requiring clean-up or the filing of other complaints in which Oncor may be asserted to be a potential responsible party.

We have not identified any significant potential environmental liabilities at this time.

SIN TEXTO

## 8. MEMBERSHIP INTERESTS - ONCOR HOLDINGS

### *Cash Contributions*

On February 16, 2021, Oncor Holdings received cash capital contributions from its member totaling \$50 million. During 2020, Oncor Holdings received the following capital cash contributions from its member, each of which it subsequently contributed to Oncor.

Received	Amount
December 23, 2020	\$ 290
December 22, 2020	70
October 27, 2020	62
July 28, 2020	70
April 27, 2020	70
February 18, 2020	70
	<u>\$ 632</u>

### *Cash Distributions*

While there are no direct restrictions on our ability to distribute our net income that are currently material, substantially all of our net income is derived from Oncor. Our board of directors and Oncor's board of directors, which are each composed of a majority of Disinterested Directors, can withhold distributions to the extent such board determines that it is necessary to retain such amounts to meet the respective company's expected future requirements.

Oncor's distributions are limited by the requirement to maintain its regulatory capital structure at or below the debt-to-equity ratio established periodically by the PUCT for ratemaking purposes. The PUCT has the authority to determine what types of debt and equity are included in a utility's debt-to-equity ratio. For purposes of this ratio, debt is calculated as long-term debt including any finance leases plus unamortized gains on reacquired debt less unamortized issuance expenses, premiums and losses on reacquired debt. Equity is calculated as membership interests determined in accordance with GAAP, excluding accumulated other comprehensive loss and the effects of acquisition accounting from a 2007 transaction.

The PUCT order issued in the Sempra Acquisition and each of our and Oncor's limited liability company agreements set forth various restrictions on distributions to members. Among those restrictions is the commitment that Oncor will make no distributions that would cause Oncor to exceed the PUCT's authorized debt-to-equity ratio. Oncor's current authorized regulatory capital structure is 57.5% debt to 42.5% equity. The distribution restrictions also include the ability of Oncor's board, a majority of the Disinterested Directors, or either of the two member directors designated by Texas Transmission to limit distributions to the extent each determines it is necessary to meet expected future requirements of Oncor (including continuing compliance with the PUCT debt-to-equity ratio commitment). At December 31, 2020, Oncor's regulatory capitalization was 52.8% debt to 47.2% equity, and as a result Oncor had \$1.426 billion available to distribute to its members.



SIN TEXTO

On February 17, 2021, our board of directors declared a cash distribution of \$77 million, which was paid to our member on February 18, 2021. During 2020, our board of directors declared, and we paid, the following cash distributions to our member:

<u>Declaration Date</u>	<u>Payment Date</u>	<u>Amount</u>
October 28, 2020	October 29, 2020	\$ 66
July 29, 2020	July 30, 2020	74
April 29, 2020	April 30, 2020	73
February 19, 2020	February 20, 2020	73
		<u>\$ 286</u>

During 2019, our board of directors declared, and we paid, the following cash distributions to our member:

<u>Declaration Date</u>	<u>Payment Date</u>	<u>Amount</u>
October 29, 2019	October 31, 2019	\$ 85
July 30, 2019	July 31, 2019	53
May 1, 2019	May 2, 2019	54
February 20, 2019	February 22, 2019	54
		<u>\$ 246</u>

***Accumulated Other Comprehensive Income (Loss) (AOCI) - Oncor Holdings***

The following table presents the changes to AOCI attributable to Oncor Holdings for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018 net of tax:

	<u>Cash Flow Hedges – Interest Rate Swap</u>	<u>Defined Benefit Pension and OPEB Plans</u>	<u>Accumulated Other Comprehensive Income (Loss)</u>
Balance at December 31, 2017	\$ (14)	\$ (67)	\$ (81)
Defined benefit pension plans	-	(13)	(13)
Cash flow hedge amounts reclassified from AOCI and reported in interest expense and related charges	<u>2</u>	<u>-</u>	<u>2</u>
Balance at December 31, 2018	<u>\$ (12)</u>	<u>\$ (80)</u>	<u>\$ (92)</u>
Defined benefit pension plans	-	17	17
Cash flow hedge amounts reclassified from AOCI and reported in interest expense and related charges	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>1</u>
ASU 2018-02 stranded tax effects	<u>(4)</u>	<u>(14)</u>	<u>(18)</u>
Balance at December 31, 2019	<u>\$ (15)</u>	<u>\$ (77)</u>	<u>\$ (92)</u>
Defined benefit pension plans	-	6	6
Cash flow hedge amounts reclassified from AOCI and reported in interest expense and related charges	<u>(16)</u>	<u>-</u>	<u>(16)</u>
Balance at December 31, 2020	<u>\$ (31)</u>	<u>\$ (71)</u>	<u>\$ (102)</u>

SM TEXTD

**COPY SIMPLE**

## **9. NONCONTROLLING INTERESTS**

At December 31, 2020, Oncor's ownership was 80.25% held by us and 19.75% held by Texas Transmission. The book value of the noncontrolling interests exceeds its ownership percentage due to the portion of Oncor's deferred taxes not attributable to the noncontrolling interests.

## **10. EMPLOYEE BENEFIT PLANS**

### ***Regulatory Recovery of Pension and OPEB Costs***

PURA provides for Oncor's recovery of pension and OPEB costs applicable to services of its active and retired employees, as well as services of certain EFH Corp./Vistra active and retired employees for periods prior to the deregulation and disaggregation of EFH Corp.'s electric utility businesses effective January 1, 2002 (recoverable service). Accordingly, in 2005, Oncor entered into an agreement with a predecessor of EFH Corp. whereby it assumed responsibility for applicable pension and OPEB costs related to those personnel's recoverable service. Oncor subsequently entered into agreements with EFH Corp. and a Vistra affiliate regarding provision of these benefits. Pursuant to the agreement with the Vistra affiliate, Oncor sponsors an OPEB plan that provides certain retirement healthcare and life insurance benefits to eligible former Oncor, EFH Corp. and Vistra employees for whom both Oncor and Vistra bear a portion of the benefit responsibility. See "OPEB Plans" below for more information.

Oncor is authorized to establish a regulatory asset or liability for the difference between the amounts of pension and OPEB costs approved in current billing rates and the actual amounts that would otherwise have been recorded as charges or credits to earnings related to recoverable service. Amounts deferred are ultimately subject to regulatory approval. At December 31, 2020 and 2019, Oncor had recorded regulatory assets totaling \$966 million and \$964 million, respectively, related to pension and OPEB costs, including amounts related to deferred expenses as well as amounts related to unfunded liabilities that otherwise would be recorded as other comprehensive income.

Oncor also assumed primary responsibility for pension benefits of a closed group of retired and terminated vested plan participants not related to Oncor's regulated utility business (non-recoverable service) in a 2012 transaction. Any retirement costs associated with non-recoverable service is not recoverable through rates.

### ***Pension Plans***

Oncor sponsors the Oncor Retirement Plan and also has liabilities related to the Vistra Retirement Plan, both of which are qualified pension plans under Section 401(a) of the Code, and are subject to the provisions of ERISA. Employees do not contribute to either plan. These pension plans provide benefits to participants under one of two formulas: (i) a Cash Balance Formula under which participants earn monthly contribution credits based on their compensation and a combination of their age and years of service, plus monthly interest credits or (ii) a Traditional Retirement Plan Formula based on years of service and the average earnings of the three years of highest earnings. The interest component of the Cash Balance Formula is variable and is determined using the yield on 30-year Treasury bonds. The weighted-average interest crediting rate assumption for the Cash Balance Formula was 3.0% for 2020. Under the Cash Balance Formula, future increases in earnings will not apply to prior service costs.

All eligible employees hired after January 1, 2001 participate under the Cash Balance Formula. Certain employees, who, prior to January 1, 2002, participated under the Traditional Retirement Plan Formula, continue their participation under that formula. It is Oncor's policy to fund its plans on a current basis to the extent required under existing federal tax and ERISA regulations.

Oncor also has the Supplemental Retirement Plan for certain employees whose retirement benefits cannot be fully earned under the qualified retirement plan. Supplemental Retirement Plan amounts are included in the reported pension amounts below.

At December 31, 2020, the pension plans' projected benefit obligation included a net actuarial loss of \$302 million for 2020 due primarily to a decrease in the discount rate. Actual returns on the plans' assets in 2020 were



SIN TEXTO

**COPIA SIMPLE**

more than the expected return on assets by \$241 million. Oncor expects the pension plans' amortizations of net actuarial losses to be \$52 million in 2021.

### ***OPEB Plans***

Oncor currently sponsors two OPEB Plans. One plan covers Oncor's eligible current and future retirees whose services are 100% attributed to the regulated business. Effective January 1, 2018, Oncor established a second plan to cover eligible retirees of Oncor and EFH Corp./Vistra whose employment services were assigned to both Oncor (or a predecessor regulated utility business) and the non-regulated business of EFH Corp./Vistra. Vistra is solely responsible for its portion of the liability for retiree benefits related to those retirees.

Oncor's contribution policy for the OPEB Plans is to place in irrevocable external trusts dedicated to the payment of OPEB expenses an amount at least equal to the OPEB expense recovered in rates.

At December 31, 2020, the Oncor OPEB Plans' projected benefit obligation included a net actuarial loss of \$20 million for 2020, including \$65 million gain associated with mortality assumption changes, and updates to health care claims and trend assumptions, offset by a loss of \$85 million due to a decrease in the discount rate. Actual returns on Oncor OPEB Plans' assets in 2020 were more than the expected return on assets by \$7 million. Oncor expects its OPEB Plans' amortizations of net actuarial losses to increase by \$8 million in 2021 reflecting these changes.

### ***Pension and OPEB Costs Recognized as Expense***

Pension and OPEB amounts provided herein include amounts related only to Oncor's obligations with respect to the various plans based on actuarial computations and reflect Oncor's employee and retiree demographics as described above. Oncor's net costs related to pension and Oncor OPEB Plans were comprised of the following:

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Pension costs	\$ 71	\$ 63	\$ 77
OPEB costs	19	41	70
Total benefit costs	90	104	147
Less amounts recognized principally as property or a regulatory asset	(13)	(27)	(69)
Net amounts recognized as operation and maintenance expense or other deductions	\$ 77	\$ 77	\$ 78

The calculated value method is used to determine the market-related value of the assets held in the trust for purposes of calculating pension costs. Realized and unrealized gains or losses in the market-related value of assets are included over a rolling four-year period. Each year, 25% of such gains and losses for the current year and for each of the preceding three years is included in the market-related value. Each year, the market-related value of assets is increased for contributions to the plan and investment income and is decreased for benefit payments and expenses for that year.

The fair value method is used to determine the market-related value of the assets held in the trust for purposes of calculating OPEB cost.

SIN TEXTO



**Detailed Information Regarding Pension and OPEB Benefits**

The following pension and OPEB information is based on December 31, 2020, 2019 and 2018 measurement dates:

	Pension Plans			OPEB Plans		
	Year Ended December 31,			Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
<b>Assumptions Used to Determine Net Periodic Pension and OPEB Costs:</b>						
Discount rate	3.13%	4.18%	3.54%	3.29%	4.41%	3.73%
Expected return on plan assets	4.94%	5.42%	5.11%	5.90%	6.19%	6.20%
Rate of compensation increase	4.64%	4.53%	4.46%	-	-	-
<b>Components of Net Pension and OPEB Costs:</b>						
Service cost	\$ 29	\$ 25	\$ 27	\$ 6	\$ 6	\$ 8
Interest cost	103	128	121	32	43	44
Expected return on assets	(109)	(119)	(120)	(8)	(7)	(9)
Amortization of prior service cost (credit)	-	-	-	(20)	(20)	(30)
Amortization of net loss	48	29	49	10	19	57
Curtailment cost (credit)	-	-	-	(1)	-	-
Net periodic pension and OPEB costs	<u>\$ 71</u>	<u>\$ 63</u>	<u>\$ 77</u>	<u>\$ 19</u>	<u>\$ 41</u>	<u>\$ 70</u>
<b>Other Changes in Plan Assets and Benefit Obligations Recognized as Regulatory Assets or in Other Comprehensive Income:</b>						
Curtailment	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 2	\$ -	\$ -
Net loss (gain)	61	-	67	14	(22)	(177)
Amortization of net loss	(48)	(29)	(49)	(10)	(19)	(57)
Amortization of prior service (cost) credit	-	-	-	20	20	30
Total recognized as regulatory assets or other comprehensive income	<u>13</u>	<u>(29)</u>	<u>18</u>	<u>26</u>	<u>(21)</u>	<u>(204)</u>
Total recognized in net periodic pension and OPEB costs and as regulatory assets or other comprehensive income	<u>\$ 84</u>	<u>\$ 34</u>	<u>\$ 95</u>	<u>\$ 45</u>	<u>\$ 20</u>	<u>\$ (134)</u>



SIN TEXTD

COPIA SIMPLE

Pension Plans			OPEB Plans		
Year Ended December 31,			Year Ended December 31,		
2020	2019	2018	2020	2019	2018

**Assumptions Used to Determine Benefit Obligations at Period End:**

Discount rate	2.40%	3.13%	4.18%	2.58%	3.29%	4.41%
Rate of compensation increase	4.80%	4.64%	4.53%	-	-	-

Pension Plans		OPEB Plans	
Year Ended December 31,		Year Ended December 31,	
2020	2019	2020	2019

**Change in Projected Benefit Obligation:**

Projected benefit obligation at beginning of year	\$ 3,400	\$ 3,162	\$ 999	\$ 1,006
Service cost	29	25	6	6
Interest cost	103	128	32	43
Participant contributions	-	-	18	19
Actuarial loss (gain)	302	367	20	(5)
Benefits paid	(165)	(164)	(63)	(70)
Curtailment	-	-	1	-
Settlements	(73)	(118)	-	-
Projected benefit obligation at end of year	\$ 3,596	\$ 3,400	\$ 1,013	\$ 999
Accumulated benefit obligation at end of year	\$ 3,433	\$ 3,283	\$ -	\$ -

**Change in Plan Assets:**

Fair value of assets at beginning of year	\$ 2,494	\$ 2,249	\$ 141	\$ 132
Actual return on assets	350	486	14	25
Employer contributions	134	41	35	35
Participant contributions	-	-	18	19
Benefits paid	(165)	(164)	(63)	(70)
Settlements	(73)	(118)	-	-
Fair value of assets at end of year	\$ 2,740	\$ 2,494	\$ 145	\$ 141

**Funded Status:**

Projected benefit obligation at end of year	\$ (3,596)	\$ (3,400)	\$ (1,013)	\$ (999)
Fair value of assets at end of year	2,740	2,494	145	141
Funded status at end of year	\$ (856)	\$ (906)	\$ (868)	\$ (858)

SM TEXTD



	Pension Plans		OPEB Plans	
	Year Ended December 31,		Year Ended December 31,	
	2020	2019	2020	2019
<b>Amounts Recognized in the Balance Sheet Consist of:</b>				
Liabilities:				
Other current liabilities	\$ (5)	\$ (5)	\$ (14)	\$ (15)
Other noncurrent liabilities	(863)	(901)	(854)	(843)
Net liability recognized	<u>\$ (868)</u>	<u>\$ (906)</u>	<u>\$ (868)</u>	<u>\$ (858)</u>
Assets:				
Other noncurrent assets	\$ 12	\$ -	\$ -	\$ -
Regulatory assets:				
Net loss	556	531	132	129
Prior service credit	-	-	(16)	(37)
Net regulatory assets recognized	<u>556</u>	<u>531</u>	<u>116</u>	<u>92</u>
Net assets recognized	<u>\$ 568</u>	<u>\$ 531</u>	<u>\$ 116</u>	<u>\$ 92</u>
Accumulated other comprehensive net loss	\$ 108	\$ 120	\$ 3	\$ 1

The following tables provide information regarding the assumed health care cost trend rates.

	Year Ended December 31,	
	2020	2019
<b>Assumed Health Care Cost Trend Rates – Not Medicare Eligible:</b>		
Health care cost trend rate assumed for next year	6.90%	7.20%
Rate to which the cost trend is expected to decline (the ultimate trend rate)	4.50%	4.50%
Year that the rate reaches the ultimate trend rate	2029	2029
<b>Assumed Health Care Cost Trend Rates – Medicare Eligible:</b>		
Health care cost trend rate assumed for next year	7.80%	8.00%
Rate to which the cost trend is expected to decline (the ultimate trend rate)	4.50%	4.50%
Year that the rate reaches the ultimate trend rate	2030	2029

The following table provides information regarding pension plans with projected benefit obligations (PBO) and accumulated benefit obligations (ABO) in excess of the fair value of plan assets.

	At December 31,	
	2020	2019
<b>Pension Plans with PBO and ABO in Excess of Plan Assets (a):</b>		
Projected benefit obligations	\$ 3,596	\$ 3,400
Accumulated benefit obligations	3,433	3,283
Plan assets	2,740	2,494

- (a) PBO, ABO and the plan assets relating to Oncor's obligations with respect to the Vistra Retirement Plan are included. Oncor's obligations with respect to the Vistra Retirement Plan are overfunded. As of December 31, 2020, PBO, ABO and the plan assets relating to Oncor's obligations with respect to the Vistra Retirement Plan were \$196 million, \$194 million and \$208 million, respectively. As of December 31,



SIN TEXTO

2019, PBO, ABO and the plan assets relating to Oncor's obligations with respect to the Vistra Retirement Plan were \$187 million, \$184 million and \$197 million, respectively.

The following table provides information regarding OPEB plans with accumulated projected benefit obligations (APBO) in excess of the fair value of plan assets.

	At December 31,	
	2020	2019
<b><i>OPEB Plans with APBO in Excess of Plan Assets</i></b>		
Accumulated postretirement benefit obligations	\$ 1,013	\$ 999
Plan assets	145	141

***Pension and OPEB Plans Investment Strategy and Asset Allocations***

Oncor's investment objective for the retirement plans is to invest in a suitable mix of assets to meet the future benefit obligations at an acceptable level of risk, while minimizing the volatility of contributions. Equity securities are held to achieve returns in excess of passive indexes by participating in a wide range of investment opportunities. International equity, real estate securities and credit strategies (high yield bonds, emerging market debt and bank loans) are used to further diversify the equity portfolio. International equity securities may include investments in both developed and emerging international markets. Fixed income securities include primarily corporate bonds from a diversified range of companies, U.S. Treasuries and agency securities and money market instruments. The investment strategy for fixed income investments is to maintain a high grade portfolio of securities, which assists Oncor in managing the volatility and magnitude of plan contributions and expense while maintaining sufficient cash and short-term investments to pay near-term benefits and expenses.

The Oncor Retirement Plan's investments are managed in two pools: one pool associated with the recoverable service portion of plan obligations related to Oncor's regulated utility business, and a second pool associated with the non-recoverable service portion of plan obligations not related to Oncor's regulated utility business. Each pool is invested in a broadly diversified portfolio as shown below. The second pool represents 25% of total investments at December 31, 2020.

The target asset allocation ranges of the pension plan's investments by asset category are as follows:

Asset Category	Target Allocation Ranges	
	Recoverable	Non-recoverable
International equities	13% - 21%	6% - 12%
U.S. equities	16% - 24%	8% - 14%
Real estate	3% - 7%	-
Credit strategies	5% - 10%	5% - 9%
Fixed income	45% - 55%	68% - 78%

The investment objective for the Oncor OPEB Plans primarily follows the objectives of the pension plans discussed above, while maintaining sufficient cash and short-term investments to pay near-term benefits and expenses. The actual amounts at December 31, 2020 provided below are consistent with the asset allocation targets.

SIN TEXTO



# **Fair Value Measurement of Pension Plans' Assets**

At December 31, 2020 and 2019, pension plans' assets measured at fair value on a recurring basis consisted of the following:

	At December 31, 2020			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Asset Category</b>				
Equity securities:				
U.S.	\$ 220	\$ 1	\$ -	\$ 221
International	330	1	-	331
Fixed income securities:				
Corporate bonds (a)	-	910	-	910
U.S. Treasuries	-	46	-	46
Other (b)	-	57	-	57
Total assets in the fair value hierarchy	<u>\$ 550</u>	<u>\$ 1,015</u>	<u>\$ -</u>	<u>1,565</u>
Total assets measured at net asset value (c)				<u>1,175</u>
Total fair value of plan assets				<u>\$ 2,740</u>

	At December 31, 2019			
	Level 1	Level 2	Level 3	Total
<b>Asset Category</b>				
Equity securities:				
U.S.	\$ 194	\$ 2	\$ -	\$ 196
International	290	1	-	291
Fixed income securities:				
Corporate bonds (a)	-	908	-	908
U.S. Treasuries	-	147	-	147
Other (b)	-	63	-	63
Real estate	-	-	3	3
Total assets in the fair value hierarchy	<u>\$ 484</u>	<u>\$ 1,121</u>	<u>\$ 3</u>	<u>1,608</u>
Total assets measured at net asset value (c)				<u>886</u>
Total fair value of plan assets				<u>\$ 2,494</u>

- (a) Substantially all corporate bonds are rated investment grade by Fitch, Moody's or S&P.  
(b) Other consists primarily of municipal bonds, emerging market debt, bank loans and fixed income derivative instruments.  
(c) Fair value was measured using the net asset value (NAV) per share as a practical expedient as the investments did not have a readily determinable fair value and are not required to be classified in the fair value hierarchy. The NAV fair value amounts presented here are intended to permit a reconciliation to the total fair value of plan assets.

SIN TEXTO



COPIA SIMPLE

### *Fair Value Measurement of Oncor OPEB Plans' Assets*

At December 31, 2020 and 2019, the Oncor OPEB Plans' assets measured at fair value on a recurring basis consisted of the following:

<u>Asset Category</u>	At December 31, 2020			
	<u>Level 1</u>	<u>Level 2</u>	<u>Level 3</u>	<u>Total</u>
Interest-bearing cash	\$ 9	\$ -	\$ -	\$ 9
Equity securities:				
U.S.	24	-	-	24
International	25	-	-	25
Fixed income securities:				
Corporate bonds (a)	-	34	-	34
U.S. Treasuries	-	1	-	1
Other (b)	19	3	-	22
Total assets in the fair value hierarchy	<u>\$ 77</u>	<u>\$ 38</u>	<u>\$ -</u>	<u>115</u>
Total assets measured at net asset value (c)				30
Total fair value of plan assets				<u>\$ 145</u>

<u>Asset Category</u>	At December 31, 2019			
	<u>Level 1</u>	<u>Level 2</u>	<u>Level 3</u>	<u>Total</u>
Interest-bearing cash	\$ 6	\$ -	\$ -	\$ 6
Equity securities:				
U.S.	24	-	-	24
International	28	-	-	28
Fixed income securities:				
Corporate bonds (a)	-	31	-	31
U.S. Treasuries	-	3	-	3
Other (b)	22	2	-	24
Total assets in the fair value hierarchy	<u>\$ 80</u>	<u>\$ 36</u>	<u>\$ -</u>	<u>116</u>
Total assets measured at net asset value (c)				25
Total fair value of plan assets				<u>\$ 141</u>

- (a) Substantially all corporate bonds are rated investment grade by Fitch, Moody's or S&P.  
(b) Other consists primarily of diversified bond mutual funds.  
(c) Fair value was measured using the net asset value (NAV) per share as a practical expedient as the investments did not have a readily determinable fair value and are not required to be classified in the fair value hierarchy. The NAV fair value amounts presented here are intended to permit a reconciliation to the total fair value of plan assets.

### *Expected Long-Term Rate of Return on Assets Assumption*

The retirement plans' strategic asset allocation is determined in conjunction with the plans' advisors and utilizes a comprehensive Asset-Liability modeling approach to evaluate potential long-term outcomes of various investment strategies. The modeling incorporates long-term rate of return assumptions for each asset class based on historical and future expected asset class returns, current market conditions, rate of inflation, current prospects for economic growth, and taking into account the diversification benefits of investing in multiple asset classes and potential benefits of employing active investment management.

SN TEXTD

COPIA SIMPLE

Pension Plans		Oncor OPEB Plans	
Asset Class	Expected Long-Term Rate of Return	Asset Class	Expected Long-Term Rate of Return
International equity securities	7.58%	401(h) accounts	5.59%
U.S. equity securities	6.50%	Life insurance VEBA	5.10%
Real estate	5.60%	Union VEBA	5.10%
Credit strategies	3.90%	Non-union VEBA	1.10%
Fixed income securities	2.32%	Shared retiree VEBA	1.10%
Weighted average (a)	4.57%	Weighted average	5.24%

(a) The 2021 expected long-term rate of return for the nonregulated portion of the Oncor Retirement Plan is 3.75%, and for Oncor's obligations with respect to the Vistra Retirement Plan is 4.20%.

### ***Significant Concentrations of Risk***

The plans' investments are exposed to risks such as interest rate, capital market and credit risks. Oncor seeks to optimize return on investment consistent with levels of liquidity and investment risk which are prudent and reasonable, given prevailing capital market conditions and other factors specific to participating employers. While Oncor recognizes the importance of return, investments will be diversified in order to minimize the risk of large losses unless, under the circumstances, it is clearly prudent not to do so. There are also various restrictions and guidelines in place including limitations on types of investments allowed and portfolio weightings for certain investment securities to assist in the mitigation of the risk of large losses.

### ***Assumed Discount Rate***

For the Oncor retirement plans at December 31, 2020, Oncor selected the assumed discount rate using the Aon AA-AAA Bond Universe yield curve, which is based on corporate bond yields and at December 31, 2020 consisted of 862 corporate bonds with an average rating of AA and AAA using Moody's, S&P and Fitch ratings. For Oncor's obligations with respect to the Vistra Retirement Plan and the Oncor OPEB Plans at December 31, 2020, Oncor selected the assumed discount rate using the Aon AA Above Median yield curve, which is based on corporate bond yields and at December 31, 2020 consisted of 305 corporate bonds with an average rating of AA using Moody's, S&P and Fitch ratings.

### ***Pension and Oncor OPEB Plans Cash Contributions***

Oncor's contributions to the benefit plans were as follows:

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Pension plans contributions	\$ 134	\$ 41	\$ 82
Oncor OPEB Plans contributions	35	35	41
Total contributions	\$ 169	\$ 76	\$ 123

Oncor's funding for the pension plans and the Oncor OPEB Plans is expected to total \$24 million and \$35 million, respectively in 2021 and approximately \$560 million and \$176 million, respectively, in the five-year period 2021 to 2025.

### ***Future Benefit Payments***

Estimated future benefit payments to participants are as follows:

SUP TEXTD



	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026-30</u>
Pension plans	\$ 186	\$ 189	\$ 192	\$ 195	\$ 197	\$ 975
Oncor OPEB Plans	\$ 49	\$ 51	\$ 52	\$ 53	\$ 54	\$ 271

### ***Thrift Plan***

Oncor's employees are eligible to participate in a qualified savings plan, the Oncor Thrift Plan, which is a participant-directed defined contribution plan subject to the provisions of ERISA and intended to qualify under Section 401(a) of the Code, and to meet the requirements of Code Sections 401(k) and 401(m). Under the plan, employees may contribute, through pre-tax salary deferrals and/or after-tax applicable payroll deductions, a portion of their regular salary or wages as permitted under law. Employer matching contributions are made in an amount equal to 100% of the first 6% of employee contributions for employees who are covered under the Cash Balance Formula of the Oncor Retirement Plan, and 75% of the first 6% of employee contributions for employees who are covered under the Traditional Retirement Plan Formula of the Oncor Retirement Plan. Employer matching contributions are made in cash and may be allocated by participants to any of the plan's investment options. Oncor's contributions to the Oncor Thrift Plan totaled \$23 million, \$20 million and \$19 million for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018, respectively.

## **11. STOCK-BASED COMPENSATION**

Oncor currently does not offer stock-based compensation to its employees or directors. In 2008 and 2009, Oncor established the stock appreciation rights (SARs) plans under which certain of its executive officers, key employees and non-employee members of Oncor's board of directors were granted SARs payable in cash, or in some circumstances, Oncor membership interests.

In November 2012, Oncor accepted the early exercise for cash payments of all outstanding SARs (both vested and unvested) issued to date pursuant to both SARs plans. As part of the 2012 early exercise of SARs Oncor began accruing interest on dividends declared with respect to the SARs. Under both SARs plans, dividends that were paid in respect of Oncor membership interests while the SARs were outstanding were credited to the SARs holder's account as if the SARs were units, payable upon the earliest to occur of death, disability, separation from service, unforeseeable emergency, a change in control, or the occurrence of an event triggering SAR exercisability. As a result of the Sempra Acquisition, the dividend and interest accounts were distributed in 2018, totaling \$15 million. For accounting purposes, the liability was discounted based on an employee's or director's expected retirement date. Oncor recognized \$4 million in accretion and interest with respect to such dividend and interest accounts in 2018. No SARs liability remained at December 31, 2020 and 2019.

## **12. RELATED-PARTY TRANSACTIONS**

The following represent our significant related-party transactions and related matters.

- We are a member of Sempra's federal consolidated tax group and therefore Sempra's federal consolidated income tax return includes our results. Included in our results as reported in Sempra's federal consolidated tax return is our portion of Oncor's taxable income. Under the terms of a tax sharing agreement, we are obligated to make payments to STH in an aggregate amount that is substantially equal to the amount of federal income taxes that we would have been required to pay if we were filing our own corporate income tax return. Also under the terms of the tax sharing agreement, Oncor makes similar payments to Texas Transmission, pro rata in accordance with its respective membership interest in Oncor, in an aggregate amount that is substantially equal to the amount of federal income taxes that Oncor would have been required to pay if it were filing its own corporate income tax return. STH also includes Oncor's results in its combined Texas state margin tax return, and consistent with the tax sharing agreement, Oncor remits to STH Texas margin tax payments, which are accounted for as income taxes and calculated as if Oncor was filing its own return. See discussion in Note 1 to Financial Statements under "Income Taxes."



SIN TEXTD

Amounts payable to (receivable from) STH related to income taxes under the agreement and reported on our balance sheet consisted of the following:

	At December 31, 2020	At December 31, 2019
Federal income taxes payable (receivable)	\$ (14)	\$ (4)
Texas margin tax payable	23	22
Total payable (receivable)	<u>\$ 9</u>	<u>\$ 18</u>

Cash payments made to (received from) Sempra related to income taxes consisted of the following:

	Year Ended December 31, 2020	Year Ended December 31, 2019	Year Ended December 31, 2018		
	STH	STH	STH	EFH Corp.	Total
Federal income taxes	\$ 70	\$ 54	\$ 77	\$ (19)	\$ 58
Texas margin tax	22	22	21	-	21
Total payments (receipts)	<u>\$ 92</u>	<u>\$ 76</u>	<u>\$ 98</u>	<u>\$ (19)</u>	<u>\$ 79</u>

- As of March 8, 2018, approximately 16% of the equity in an existing vendor of the company was owned by a member of the Sponsor Group. As a result of the Sempra Acquisition, the Sponsor Group ceased to be a related party as of March 9, 2018. During 2018, this vendor performed transmission and distribution system construction and maintenance services for Oncor. Cash payments were made for such services to this vendor and/or its subsidiaries totaling \$35 million for the year-to-date period ended March 8, 2018, of which approximately \$33 million was capitalized and \$2 million was recorded as an operation and maintenance expense.
- Sempra acquired an indirect 50% interest in Sharyland Holdings, L.P., the parent of Sharyland, in the Sempra-Sharyland Transaction. As a result of the Sempra-Sharyland Transaction, Sharyland is now Oncor's affiliate for purposes of PUCT rules. Pursuant to the PUCT order in Docket No. 48929 approving the InfraREIT Acquisition, upon closing of the InfraREIT Acquisition Oncor entered into an operation agreement pursuant to which Oncor will provide certain operations services to Sharyland at cost with no markup or profit. Sharyland provided wholesale transmission service to Oncor in the amount of \$13 million and \$9 million in the year ended December 31, 2020 and in the period between the May 16, 2019 InfraREIT Acquisition date through December 31, 2019, respectively. Oncor provided substation monitoring and switching service to Sharyland in the amount of \$629,000 and \$303,000 in the year ended December 31, 2020 and in the period between the May 16, 2019 InfraREIT Acquisition date through December 31, 2019, respectively.
- Oncor paid Sempra \$119,000 and \$109,000 for the years ended December 31, 2020 and 2019, respectively for tax work.

See Note 8 for information regarding distributions to member.

SIN TEXTD



### 13. SUPPLEMENTARY FINANCIAL INFORMATION

#### *Other Deductions and (Income)*

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Professional fees	\$ 6	\$ 10	\$ 12
Sempra Acquisition related costs	-	-	12
InfraREIT Acquisition related costs	-	9	-
Recoverable Pension and OPEB - non-service costs	55	57	53
Non-recoverable pension and OPEB	4	4	6
AFUDC equity income	(29)	(10)	-
Interest income	(4)	(5)	(1)
Other	1	(2)	2
Total other deductions and (income) - net	<u>\$ 33</u>	<u>\$ 63</u>	<u>\$ 84</u>

#### *Interest Expense and Related Charges*

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Interest	\$ 413	\$ 382	\$ 358
Amortization of debt issuance costs and discounts	11	9	6
Less AFUDC – capitalized interest portion	(19)	(16)	(13)
Total interest expense and related charges	<u>\$ 405</u>	<u>\$ 375</u>	<u>\$ 351</u>

#### *Trade Accounts and Other Receivables*

Trade accounts and other receivables reported on our balance sheet consisted of the following:

	At December 31,	
	2020	2019
Gross trade accounts and other receivables	\$ 767	\$ 666
Allowance for uncollectible accounts	(7)	(5)
Trade accounts receivable – net	<u>\$ 760</u>	<u>\$ 661</u>

At December 31, 2020, REP subsidiaries of two of Oncor's largest customers represented 21% and 15% of the trade accounts receivable balance and no other customers represented 10% or more of the trade accounts receivable balance. At December 31, 2019, REP subsidiaries of two of Oncor's largest customers represented 15% and 11% of the trade accounts receivable balance.

Under a PUCT rule relating to the Certification of Retail Electric Providers, write-offs of uncollectible amounts owed by REPs are deferred as a regulatory asset.

SIN TEXTID





### *Investments and Other Property*

Investments and other property reported on our balance sheet consist of the following:

	At December 31,	
	2020	2019
Assets related to employee benefit plans	\$ 124	\$ 119
Land	16	12
Other	2	2
Total investments and other property	<u>\$ 142</u>	<u>\$ 133</u>

The majority of these assets represent cash surrender values of life insurance policies that are purchased to fund liabilities under deferred compensation plans. At December 31, 2020 and 2019, the face amount of these policies totaled \$181 million and \$172 million, respectively, and the net cash surrender values (determined using a Level 2 valuation technique) totaled \$97 million and \$95 million at December 31, 2020 and 2019, respectively. Changes in cash surrender value are netted against premiums paid. Other investment assets held to satisfy deferred compensation liabilities are recorded at market value.

### *Property, Plant and Equipment*

Property, plant and equipment reported on our balance sheet consisted of the following:

	Composite Depreciation Rate/ Avg. Life at December 31, 2020	At December 31,	
		2020	2019
Assets in service:			
Distribution	2.5% / 39.4 years	\$ 14,937	\$ 14,007
Transmission	2.9% / 34.8 years	12,156	11,094
Other assets	6.7% / 14.9 years	1,855	1,648
Total		<u>28,948</u>	<u>26,749</u>
Less accumulated depreciation		<u>8,336</u>	<u>7,986</u>
Net of accumulated depreciation		20,612	18,763
Construction work in progress		593	585
Held for future use		20	22
Property, plant and equipment – net		<u>\$ 21,225</u>	<u>\$ 19,370</u>

Depreciation expense as a percent of average depreciable property approximated 2.7%, 2.7% and 2.8% for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018, respectively.

SEE TEXT



### Intangible Assets

Intangible assets (other than goodwill) reported on our balance sheet as part of property, plant and equipment consisted of the following:

	At December 31, 2020			At December 31, 2019		
	Gross Carrying Amount	Accumulated Amortization	Net	Gross Carrying Amount	Accumulated Amortization	Net
Identifiable intangible assets subject to amortization:						
Land easements	\$ 623	\$ 112	\$ 511	\$ 575	\$ 107	\$ 468
Capitalized software	1,027	484	543	933	430	503
Total	<u>\$ 1,650</u>	<u>\$ 596</u>	<u>\$ 1,054</u>	<u>\$ 1,508</u>	<u>\$ 537</u>	<u>\$ 971</u>

Aggregate amortization expense for intangible assets totaled \$62 million, \$52 million and \$50 million for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018, respectively. At December 31, 2020, the weighted average remaining useful lives of capitalized land easements and software were 84 years and 9 years, respectively. The estimated aggregate amortization expense for each of the next five fiscal years is as follows:

Year	Amortization Expense
2021	\$ 68
2022	68
2023	68
2024	67
2025	67

Goodwill totaling \$4.628 billion was reported on our balance sheet at both December 31, 2020 and 2019. None of this goodwill is being deducted for tax purposes. See Note 1 regarding goodwill impairment assessment and testing.

### Operating Lease, Third-Party Joint Project and Other Obligations

Operating lease, third-party joint project and other obligations reported on our balance sheet consisted of the following:

	At December 31,	
	2020	2019
Liabilities related to tax sharing agreement with noncontrolling interest	\$ 102	\$ 112
Operating lease liabilities (Notes 1 and 7)	124	66
Investment tax credits	5	6
Third-party joint project obligation (Note 1) (a)	100	4
Other	76	70
Total operating lease, third-party joint project and other obligations	<u>\$ 407</u>	<u>\$ 258</u>

(a) Oncor is currently involved in a joint project with LP&L. See Note 3 for more information.

SIN TEXTD

## Supplemental Cash Flow Information



	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Cash payments related to:			
Interest	\$ 406	\$ 368	\$ 368
Less capitalized interest	(19)	(16)	(13)
Interest payments (net of amounts capitalized)	\$ 387	\$ 352	\$ 355
Income taxes:			
Federal	\$ 87	\$ 65	\$ 68
State	22	22	21
Total payments (refunds) of income taxes	\$ 109	\$ 87	\$ 89
Noncash increase in operating lease obligation for ROU assets	\$ 72	\$ 38	\$ -
Noncash investing and financing activity:			
Acquisition (a):			
Assets acquired	\$ -	\$ 2,547	\$ -
Liabilities assumed	-	(1,223)	-
Cash paid	\$ -	\$ 1,324	\$ -
Debt exchange (b):			
Debt issued in debt exchange offering	\$ 300	\$ -	\$ -
Debt exchanged in debt exchange offering	(300)	-	-
	\$ -	\$ -	\$ -
Noncash construction expenditures (c)	\$ 254	\$ 278	\$ 174

(a) See Note 14 for more information on noncash debt exchange related to InfraREIT Acquisition.

(b) See Note 6 for more information on noncash debt exchanges related to 2052 Notes issuance.

(c) Represents end-of-period accruals.

## 14. ACQUISITION ACTIVITY

### InfraREIT Acquisition

In May 2019, Oncor completed the InfraREIT Acquisition, pursuant to which Oncor acquired all of the equity interests of InfraREIT and its subsidiary, InfraREIT Partners for a total cash consideration of \$1.275 billion. In addition, Oncor paid certain transaction costs incurred by InfraREIT (including a management agreement termination fee of \$40 million that InfraREIT paid an affiliate of Hunt Consolidated, Inc. at closing), with the aggregate cash consideration and payment of InfraREIT expenses totaling \$1.324 billion. Oncor funded the cash consideration and certain transaction expenses with capital contributions in an aggregate amount of \$1.330 billion received from Sempra and certain indirect equity holders of Texas Transmission.

In connection with and immediately following the closing of the InfraREIT Acquisition, in May 2019, Oncor extinguished all \$953 million outstanding principal amount of debt of InfraREIT and its subsidiaries through repaying \$602 million principal amount of InfraREIT subsidiary debt and exchanging new Oncor senior secured debt for \$351 million principal amount of InfraREIT subsidiary debt.



SIN TEXTD

As a result of the InfraREIT Acquisition, which included the exchange of certain assets between SDTS and SU pursuant to the SDTS-SU Asset Exchange, Oncor acquired our indirect subsidiary NTU and expanded our existing footprint in Texas by adding various electricity transmission and distribution assets and projects in the north, central, west and panhandle regions of Texas, including a joint project with LP&L for the build out and associated station work to join most of the City of Lubbock's electric facilities to the ERCOT market. For more information on the LP&L joint project, see Note 3.

### ***Business Combination Accounting***

We and Oncor accounted for the InfraREIT Acquisition as a business acquisition with identifiable assets acquired and liabilities assumed recorded at their estimated fair values on the closing date. The combined results of operations are reported in our consolidated financial statements beginning as of the closing date. A summary of techniques used to estimate the preliminary fair value of the identifiable assets and liabilities is listed below.

- Assets and liabilities that are included in the PUCT cost-based regulatory rate-setting processes are recorded at fair values equal to their regulatory carrying value consistent with GAAP and industry practice.
- Working capital was valued using market information (Level 2).

The following tables set forth the purchase price paid. The final purchase price allocation was completed as of March 31, 2020.

Purchase of outstanding InfraREIT shares and units	\$ 1,275
Certain transaction costs of InfraREIT paid by Oncor through June 30, 2019 (a)	53
Total purchase price paid through June 30, 2019	<u>1,328</u>
Adjustments made in the period from June 30, 2019 through March 31, 2020	(4)
Total purchase price paid	<u><u>\$ 1,324</u></u>

(a) Represents certain transaction costs incurred by InfraREIT in connection with the transaction and paid by Oncor, including a \$40 million management termination fee payable to an affiliate of Hunt Consolidated, Inc.

SIN TEXTO

**COPIA SIMPLE**

Purchase price allocation is as follows:

	<u>As of May 16, 2019</u>	
Assets acquired:		
Current assets	\$	45
Property, plant and equipment - net		1,800
Goodwill		564
Regulatory assets		16
Deferred tax assets		15
Other noncurrent assets		10
Total assets acquired		<u>2,450</u>
Liabilities assumed:		
Short-term debt		115
Other current liabilities		24
Regulatory liabilities		148
Long-term debt, including due currently		839
Total liabilities assumed		<u>1,126</u>
Net assets acquired		<u>1,324</u>
Total purchase price paid	\$	<u>1,324</u>

The goodwill of \$564 million arising from the InfraREIT Acquisition is attributable to the assets acquired, which expand Oncor's transmission footprint and help Oncor support ERCOT market growth. None of the goodwill is recoverable nor provides a tax benefit in the rate-making process. No employee benefit obligations were assumed in the acquisition.

Acquisition costs incurred in the InfraREIT Acquisition by Oncor and recorded to other deductions totaled zero in 2020 and \$9 million in 2019. Our statements of consolidated income include revenues and net income of the acquired business totaling \$250 million and \$106 million in 2020 and \$156 million and \$58 million in 2019, respectively. The goodwill at Oncor Holdings is less than at Oncor because at Oncor Holdings there were no tax and book basis differences of the net assets acquired at the acquisition date.

#### Unaudited Pro Forma Financial Information

The following unaudited pro forma financial information for the years ended December 31, 2019 and 2018 assumes that the InfraREIT Acquisition occurred on January 1, 2018. The unaudited pro forma financial information is provided for information purposes only and is not necessarily indicative of the results of operations that would have occurred had the InfraREIT Acquisition been completed on January 1, 2018, nor is the unaudited pro forma financial information indicative of future results of operations, which may differ materially from the pro forma financial information presented here.

	<u>Year Ended December 31,</u>	
	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Oncor Consolidated Pro Forma Revenues	\$ 4,431	\$ 4,318

The unaudited pro forma financial information above excludes pro forma earnings due to the impracticability of a calculation. The acquiree previously operated under a real estate investment trust structure with a unique cost structure and unique federal tax attributes. An accurate retrospective application cannot be objectively and reliably calculated as the new cost structure and new tax attributes would require a significant amount of estimates and judgments.

SIN TEXTO





15. **CONDENSED FINANCIAL INFORMATION**

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC (Parent Co.)**  
**PARENT ONLY FINANCIAL INFORMATION**  
(millions of dollars)

**CONDENSED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME**

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Income tax expense	\$ (9)	\$ (8)	\$ (24)
Equity in earnings of subsidiary	571	522	437
Net Income	562	514	413
Other comprehensive income (net of tax (benefit) expense of (\$3), \$4 and (\$3))	(12)	19	(11)
Comprehensive income	\$ 550	\$ 533	\$ 402

**CONDENSED STATEMENTS OF CASH FLOWS**

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
Cash provided by operating activities	\$ 286	\$ 246	\$ 149
Cash used in financing activities - distributions paid to member	(286)	(246)	(149)
Net change in cash and cash equivalents	-	-	-
Cash and cash equivalents - beginning balance	-	-	-
Cash and cash equivalents - ending balance	\$ -	\$ -	\$ -

**CONDENSED BALANCE SHEETS**

	At December 31,	
	2020	2019
<b>ASSETS</b>		
Income taxes receivable from member - current	8	1
Investments - noncurrent	9,568	8,698
Accumulated deferred income taxes	126	114
Total assets	\$ 9,702	\$ 8,813
<b>LIABILITIES AND MEMBERSHIP INTERESTS</b>		
Other noncurrent liabilities and deferred credits	103	112
Total liabilities	103	112
Membership interests	9,599	8,701
Total liabilities and membership interests	\$ 9,702	\$ 8,813

See Notes to Financial Statements.

SIN TEXTO

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC (Parent Co.)  
CONDENSED FINANCIAL INFORMATION  
NOTES TO CONDENSED FINANCIAL STATEMENTS**

***Basis of Presentation***

References herein to “we,” “our,” “us” and “the company” are to Oncor Holdings (Parent Co.) and/or its direct or indirect subsidiaries as apparent in the context.

The accompanying condensed balance sheets are presented at December 31, 2020 and 2019, and the accompanying condensed statements of income and cash flows are presented for the years ended December 31, 2020, 2019 and 2018. We are a Delaware limited liability company indirectly wholly owned by Sempra. As of December 31, 2020, we own 80.25% of the membership interests in Oncor. Certain information and footnote disclosures normally included in financial statements prepared in accordance with GAAP have been omitted pursuant to the rules of the US Securities and Exchange Commission. Because the condensed financial statements do not include all of the information and footnotes required by GAAP, they should be read in conjunction with the consolidated financial statements and Notes 1 through 15. Our subsidiary has been accounted for under the equity method in this condensed financial information. All dollar amounts in the financial statements are stated in millions of US dollars unless otherwise indicated.

***Distribution Restrictions***

While there are no direct restrictions on our ability to distribute our net income that are currently material, substantially all of our net income is derived from Oncor. Our board of directors and Oncor’s board of directors, which are each composed of a majority of Disinterested Directors, can withhold distributions to the extent such board determines that it is necessary to retain such amounts to meet our expected future requirements. In addition, we and Oncor cannot make distributions (except for contractual tax payments) of amounts to the extent a majority of the Disinterested Directors on the respective board determines that such amounts are necessary to meet expected future requirements of the company. At Oncor, either of the two directors designated to serve on the Oncor board of directors by Texas Transmission could also prevent Oncor from making distributions (other than contractual tax payments) to the extent such director determines it is in the best interests of Oncor to retain such amounts to meet expected future requirements, including continuing compliance with the debt-to-equity ratio established from time to time by the PUCT for rate-making purposes. The PUCT has the authority to determine what types of debt and equity are included in a utility’s debt-to-equity ratio. For purposes of this ratio, debt is calculated as long-term debt including finance leases plus unamortized gains on reacquired debt less unamortized issuance expenses, premiums and losses on reacquired debt. Equity is calculated as membership interests determined in accordance with GAAP, excluding accumulated other comprehensive loss and the effects of acquisition accounting from a 2007 transaction.

Oncor’s distributions are limited by the requirement to maintain its regulatory capital structure at or below the debt-to-equity ratio established periodically by the PUCT for ratemaking purposes. Oncor’s current authorized regulatory capital structure set by the PUCT is 57.5% debt to 42.5% equity. At December 31, 2020, Oncor’s regulatory capitalization was 52.8% debt to 47.2% equity.

During 2020, 2019 and 2018, Oncor’s board of directors declared, and Oncor paid to us the following cash distributions:

	Year Ended December 31,		
	2020	2019	2018
	(millions of dollars)		
Distributions received, subsequently paid as federal income taxes recognized as operating activities	\$ -	\$ 10	\$ 18
Distributions received, subsequently paid as a distribution recognized as financing activities	286	246	149
Total distributions from Oncor	<u>\$ 286</u>	<u>\$ 256</u>	<u>\$ 167</u>

SEE TEXT



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019 Y PARA LOS TRES AÑOS**  
**DEL PERIODO QUE TERMINÓ EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020**  
**E**  
**INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES**

---

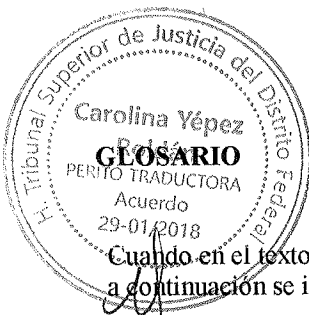
---



SIN TEXTU

SIN TEXTU

SIN TEXTU



Cuando en el texto de este informe aparezcan los siguientes términos y abreviaturas, tendrán los significados que a continuación se indican.

**Contabilidad adquisiciones**

de El método de contabilización de una combinación de negocios según lo dispuesto por los PCGA, según el cual el costo o “precio de adquisición” de una combinación de negocios, incluido el importe pagado por el capital social y los costos directos de la operación, se asignan a los activos y pasivos que se identifican (incluidos los activos intangibles) con base en sus valores razonables. El exceso del precio de compra sobre los valores razonables de los activos y pasivos se registra como crédito mercantil

**AMS**

Sistema avanzado de medición

**ASU**

Actualización de las Normas de Contabilidad

**Ley CARES**

Ley Federal de “Ayuda, Asistencia y Seguridad Económica del Coronavirus”, promulgada el 27 de marzo de 2020, vigente

**Código**

El Código de Impuestos Internos de 1986, vigente.

**COVID-19**

Enfermedad de Coronavirus 2019, la enfermedad causada por la nueva cepa de coronavirus informada a finales de 2019.

**Pagarés de PC**

Pagarés de papel comercial quirografarios emitidos conforme al Programa de PC de Oncor

**Programa de PC**

Programa de papel comercial

**Línea de Crédito**

Contrato de Crédito Revolvente, de fecha 17 de noviembre de 2017, entre Oncor, como la prestataria, las prestamistas como partes del mismo en cualquier momento, JPMorgan Chase Bank, N.A., como representante administrativo y acreditante de la línea de crédito, y los bancos emisores del crédito como parte del mismo en cualquier momento.

**DCRF**

Factor de recuperación de costos de distribución

**Fideicomiso de Garantía**

Fideicomiso de Garantía, Contrato de Garantía y de Registro de Bienes, de fecha el 15 de mayo de 2008 por Oncor para beneficio de The Bank of New York Mellon Trust Company, N.A. (como sucesor de The Bank of New York Mellon, anteriormente denominado The Bank of New York), como representante de la garantía, en vigor.

**Consejero Independiente**

Se refiere a un miembro de nuestro consejo de administración y de Oncor que es un “consejero independiente” conforme al contrato de sociedad de responsabilidad limitada de cada sociedad. En los contratos de sociedad de responsabilidad limitada de Oncor y Oncor Holdings se establece que los consejeros independientes (i) serán consejeros independientes en todos los aspectos sustanciales de conformidad con las reglas de la Bolsa de Valores de Nueva York en relación con Sempra o sus subsidiarias y entidades afiliadas y cualquier entidad con participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, y (ii) no tendrá relación sustancial con Sempra o sus subsidiarias o entidades filiales o cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, actualmente o dentro de los diez años anteriores

**EECRF**

Factor de recuperación de costos de eficiencia energética

**Procedimiento de Quiebra de EFH**

Se refiere a las peticiones voluntarias de quiebra conforme al Capítulo 11 del Código de Quiebras de Estados Unidos presentadas en el Tribunal de Quiebras de Estados Unidos para el Distrito de Delaware el 29 de abril de 2014 por EFH Corp. y la mayoría principal de sus subsidiarias directas e indirectas. Las Entidades con Restricciones de Oncor no fueron parte en el Procedimiento de Quiebra de EFH

SIN TEXTO

**ERCOT****ERISA****FASB****FERC****Fitch****GAAP****InfraREIT****Adquisición de InfraREIT****Contrato de Fusión de InfraREIT****Socios de InfraREIT****IRS****kV****kWh****LIBOR****LP&L****Moody's****MW****MWh****NERC****Contrato de Compraventa de Pagarés**

Se refiere a Energy Future Holdings Corp., sociedad controladora, y/o sus subsidiarias, dependiendo del contexto que se nombró Sempra Texas Holdings Corp. al cierre de la Adquisición de Sempra

Se refiere a Energy Future Intermediate Holding Company LLC, una subsidiaria directa totalmente propiedad de EFH Corp. y la empresa matriz directa de Oncor Holdings que se nombró Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC al cierre de la Adquisición de Sempra

Electric Reliability Council of Texas, Inc., el operador independiente del sistema y el coordinador regional de diversos sistemas de electricidad dentro de Texas

Ley de Seguridad de los Ingresos por Jubilación de los Empleados de 1974, vigente

Comité de Normas de Contabilidad Financiera

Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos

Fitch Ratings, Ltd. (una agencia de calificación crediticia)

Principios de contabilidad generalmente aceptados de los E.U.A.

InfraREIT, Inc., que se fusionó con y en una subsidiaria totalmente propiedad de Oncor el 16 de mayo de 2019 en la Adquisición de InfraREIT, siendo la entidad sobreviviente una subsidiaria totalmente propiedad de Oncor que se nombró Oncor NTU Holdings Company LLC

Se refiere a la adquisición por parte de Oncor de todas las participaciones sociales de InfraREIT e InfraREIT Partners el 16 de mayo de 2019 en virtud de las operaciones previstas en el Contrato de Fusión de InfraREIT y la Intercambio de Activos de SDTS-SU

Se refiere al Contrato y Plan de Fusión, de fecha al 18 de octubre de 2018, entre Oncor, 1912 Merger Sub LLC (una subsidiaria totalmente propiedad de Oncor), Oncor T&D Partners, LP (una subsidiaria indirecta totalmente propiedad de Oncor), InfraREIT e InfraREIT Partners, que se concluyó el 16 de mayo de 2019

InfraREIT Partners, LP, una subsidiaria de InfraREIT, que como resultado de la Adquisición de InfraREIT, se convirtió en una subsidiaria indirecta totalmente propiedad de Oncor y que se nombró Oncor NTU Partnership LP

Servicio de Impuestos Internos de los Estados Unidos.

Kilovolts

Kilovatios-hora

Tasa de oferta interbancaria de Londres, una tasa de interés a la que los bancos pueden pedir préstamos, en tamaño comercializable, de otros bancos del mercado interbancario de Londres

Lubbock Power & Light

Moody's Investors Service, Inc. (una agencia de calificación crediticia)

Megavatios

Megavatios-horas

North American Electric Reliability Corporation

Se refiere al Contrato de Compraventa de Pagarés, de fecha 6 de mayo de 2019, en virtud del cual Oncor emitió el 3.86% de sus Pagarés Preferentes, Serie A, con vencimiento al 3 de diciembre de 2025 y el 3.86% de sus Pagarés Preferentes, Serie B, con vencimiento al 14 de enero de 2026.

SIN TEXTD





**Oncor Holdings**

**Planes OPEB de Oncor**

Oncor Electric Delivery Company NTU LLC (anteriormente denominada SDTS hasta el cierre de la Adquisición de InfraREIT), subsidiaria indirecta totalmente propiedad de Oncor adquirida como parte de la Adquisición de InfraREIT.

Oncor Electric Delivery Company LLC, una subsidiaria directa propiedad en mayoría de Oncor Holdings.

Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC, el propietario mayoritario directo (80.25% de participación social) de Oncor. Oncor Holdings es totalmente propiedad de STIH.

Se refiere a los planes patrocinados por Oncor que ofrecen ciertas prestaciones de atención médica posteriores a la jubilación y seguro de vida a empleados actuales y ex empleados de Oncor elegibles, ciertos empleados actuales y ex empleados con derecho a estos planes de EFH Corp. y Vistra, y sus dependientes con derecho al mismo.

<b>Plan de Jubilación de Oncor</b>	Se refiere a un plan de pensiones como prestación definido y patrocinado por Oncor.
<b>Entidades con Restricciones de Oncor</b>	Se refiere a Oncor Holdings y a sus subsidiarias directas e indirectas, incluidas las subsidiarias directas e indirectas de Oncor y Oncor.
<b>OPEB</b>	Otras prestaciones de los empleados postjubilados
<b>PUCT</b>	Comisión de Servicios Públicos de Texas.
<b>PURA</b>	Ley Reglamentaria de Servicios Públicos de Texas.
<b>REP</b>	Proveedor de energía eléctrica al menudeo
<b>ROU</b>	Derecho de uso
<b>S&amp;P</b>	S&P Global Ratings, una división de S&P Global Inc. (una agencia de calificación crediticia)
<b>SDTS</b>	Sharyland Distribution & Transmission Services, L.L.C., una subsidiaria indirecta de InfraREIT, que se nombró Oncor Electric Delivery Company NTU LLC en relación con la Adquisición de InfraREIT.
<b>Intercambio de Activos de SDTS-SU</b>	Se refiere a las operaciones previstas en el Contrato y Plan de Fusión, de fecha el 18 de octubre de 2018, celebrado entre SU, SDTS y Oncor en virtud de las cuales SU y SDTS intercambiaron ciertos activos como condición para el cierre de las operaciones previstas en el Contrato de Fusión de InfraREIT
<b>Sempra</b>	Sempra Energy
<b>Adquisición de Sempra</b>	Se refiere a las operaciones previstas en el plan de reorganización confirmado en el Procedimiento de Quiebra de EFH y que cierto Contrato y Plan de Fusión, de fecha el 21 de agosto de 2017, celebrado entre EFH Corp., EFIH, Sempra y una de las subsidiarias totalmente propiedad de Sempra, conforme al cual Sempra indirectamente adquirió 80.03% de la participación de los socios de Oncor propiedad indirecta de EFH Corp. y EFIH. Las operaciones se cerraron el 9 de marzo de 2018.
<b>Operación Sharyland</b>	<b>Sempra-</b> Se refiere a la adquisición de Sempra el 16 de mayo de 2019 de una participación social indirecta de 50% en Sharyland Holdings, L.P.
<b>Resolución Sempra</b>	Se refiere a la resolución final emitida por la PUCT en el Núm. de Expediente 47675 por la que se aprueba la Adquisición de Sempra.
<b>Sharyland</b>	Se refiere a Sharyland Utilities, L.L.C. (anteriormente SU), una subsidiaria de Sharyland Holdings, L.P.
<b>Grupo Patrocinador</b>	Se refiere colectivamente a ciertos fondos de inversión afiliados a Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P., TPG Global, LLC y GS Capital Partners, una filial de Goldman, Sachs & Co., que controlaba Texas Holdings

SIN TEXTO



SU

Plan de Jubilación Suplementario

TCJA

TCOS

TCRF

Texas Holdings

Impuesto marginal de Texas

Texas Transmission

E.U.A.

Vistra

Plan de Jubilación de Vistra

Se refiere a Sempra Texas Holdings Corp., una sociedad de Texas (anteriormente denominada EFH Corp. previo al cierre de la Adquisición de Sempra), que es totalmente propiedad de Sempra y la empresa matriz directa de STIH.

Se refiere a Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC., una sociedad de responsabilidad limitada del Estado de Delaware (anteriormente denominada EFIH previo al cierre de la Adquisición de Sempra), y el único socio de Oncor Holdings tras la Adquisición de Sempra.

Se refiere a Sharyland Utilities, L.P., que fue convertida a Sharyland el 16 de mayo de 2019

Se refiere al Plan de Jubilación Suplementario de Oncor.

“Ley de Empleos y Reducción de Impuestos”, promulgada el 22 de diciembre de 2017.

Costo de transmisión del servicio.

Factor de recuperación de costos de transmisión.

Se refiere a Texas Energy Future Holdings Limited Partnership, sociedad limitada controlada por el Grupo Patrocinador que poseía sustancialmente la totalidad de las acciones comunes de EFH Corp. previo al cierre de la Adquisición de Sempra.

Impuesto de privilegio impuesto a entidades gravables constituidas o que realicen operaciones en el Estado de Texas que, con fines contables, se reporta como un impuesto sobre la renta.

Se refiere a Texas Transmission Investment LLC, una sociedad de responsabilidad limitada que posee una participación social de 19.75% en Oncor. Texas Transmission es una entidad de propiedad indirecta de OMERS Administration Corporation (que actúa a través de su entidad de inversión en infraestructura, OMERS Infrastructure Management Inc.) y GIC Private Limited

Estados Unidos de América

Se refiere a Vistra Energy Corp., y/o sus subsidiarias, dependiendo del contexto, anteriormente una subsidiaria de EFH Corp. hasta octubre de 2016

Se refiere a un plan de pensiones como prestaciones definidas patrocinado por una filial de Vistra.

Estos estados financieros consolidados a veces hacen referencias a Oncor Holdings u Oncor al describir acciones, derechos u obligaciones de sus respectivas subsidiarias. Las referencias a “nosotros”, “nuestro”, “nos” y “la sociedad” son a Oncor Holdings y/o sus subsidiarias directas o indirectas según aparezcan en el contexto. Estas referencias reflejan el hecho de que las subsidiarias se consolidan con sus respectivas sociedades matrices a efectos de información financiera. Ahora bien, estas referencias no deben interpretarse en el sentido de que la empresa matriz está efectivamente emprendiendo la acción o tiene los derechos u obligaciones de la sociedad subsidiaria correspondiente o que la sociedad subsidiaria está emprendiendo una acción o tiene los derechos u obligaciones de su empresa matriz o de cualquier otra filial.

SIN TEXTO



## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Consejo de Administración y Miembro de  
Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC  
Dallas, Texas

Hemos auditado los estados financieros consolidados que se acompaña de Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC y subsidiarias (la "Compañía") que comprenden los balances generales consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, y los estados consolidados relacionados de resultados, las utilidades integrales, la participación social y los flujos de efectivo para cada uno de los tres años en el período terminado el 31 de diciembre de 2020, así como las notas relacionadas a los estados financieros consolidados.

### Responsabilidad de la Administración por los Estados Financieros Consolidados

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América; esto incluye el diseño, la implementación y el mantenimiento de los controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados y que estén libres de errores materiales debido a fraude o error.

### Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados con base en nuestras auditorías. Hemos realizado nuestras auditorías de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptadas en los Estados Unidos de América. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados están libres de errores materiales.

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencias de auditoría sobre los montos y revelaciones de los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de error material en los estados financieros consolidados debido a fraude o error. Al realizar esta evaluación de riesgos, el auditor considera el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la Compañía con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía. Por lo anterior, no expresamos dicha opinión. Una auditoría también incluye la evaluación de la idoneidad de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Creemos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

### Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados presentan razonablemente en todos los aspectos materiales, la situación financiera de Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC y subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 y 2019, así como los resultados de sus operaciones y su flujo de efectivo para cada uno de los tres años del período que termina el 31 de diciembre de 2020, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América.

[firma electrónica: /s/ Deloitte & Touche LLP

Dallas, Texas  
25 de febrero de 2021



SIN TEXTD



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS**  
(millones de dólares)

	<b>Ejercicio que termina el 31 de diciembre</b>		
	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Ingresos de operación (Nota 3)	\$ 4,511	\$ 4,347	\$ 4,101
Gastos de operación:			
Servicio de transmisión al mayoreo	975	1,005	962
Operación y mantenimiento (Nota 12)	925	899	875
Depreciación y amortización	786	723	671
Impuestos sobre la renta (Notas 1, 4 y 12)	149	138	152
Impuestos distintos de los montos relacionados con los impuestos sobre la renta	538	508	496
Total de gastos de operación	3,373	3,273	3,156
Utilidades de operación	1,138	1,074	945
Otras deducciones y (utilidades) - neto (Nota 13)	33	63	84
Beneficio del impuesto sobre la renta no operativo (Nota 4)	(3)	(7)	(10)
Gastos por intereses y cargos conexos (Nota 13)	405	375	351
Utilidad neta	703	643	520
Utilidad neta atribuible a participaciones no controladoras	(141)	(129)	(107)
Utilidad neta atribuible a Oncor Holdings	\$ 562	\$ 514	\$ 413

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE UTILIDAD INTEGRAL**  
(millones de dólares)

	<b>Ejercicio que terminó en el 31 de diciembre</b>		
	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Utilidad neta	\$ 703	\$ 643	\$ 520
Otras utilidades integrales (pérdida):			
Coberturas de flujo de caja — valor derivado ganancia neta (pérdida) reconocida en la utilidad neta (neto del gasto fiscal (beneficio) de (\$5), \$- y \$1) (Notas 1 y 8)	(21)	2	2
Planes de pensiones de prestaciones definidas (neto del gasto fiscal de \$2, \$4 y \$6) (Notas 8 y 10)	7	22	(25)
Total de otras utilidades integrales (pérdida)	(14)	24	(23)
Utilidad integral	689	667	497
Utilidad integral atribuible a participaciones no controladoras	(139)	(134)	(95)
Utilidad integral atribuible a Oncor Holdings	\$ 550	\$ 533	\$ 402

Consulte las Notas a los Estados Financieros.

SIN TEXTO



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO**  
(millones de dólares)

	<b>Ejercicio que terminó el 31 de diciembre</b>		
	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Flujos de efectivo — actividades de operación:</b>			
Utilidad neta	\$ 703	\$ 643	\$ 520
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo proporcionado por las actividades de operación:			
Depreciación y amortización, incluida la amortización reglamentaria	866	806	777
Impuestos sobre la renta diferidos — neto	47	58	29
Otro — neto	(1)	(4)	(3)
Cambios en los activos y pasivos operativos:	-		
Cuentas por cobrar — comercio	(78)	(53)	68
Inventarios	4	(30)	(25)
Cuentas por pagar — comercio	(29)	21	30
Cuentas regulatorias relacionadas con aranceles conciliables (Nota 2)	33	(44)	66
Otros — activos	(78)	(208)	28
Otros — pasivos	58	76	(26)
Efectivo proporcionado por actividades de operación	<u>1,525</u>	<u>1,265</u>	<u>1,464</u>
<b>Flujos de efectivo — actividades de financiamiento:</b>			
Emisión de deuda a largo plazo (Nota 6)	1,810	2,460	1,150
Pagos de deuda a largo plazo (Nota 6)	(1,164)	(1,094)	(825)
Producto del préstamo puente de adquisición de negocios	-	600	-
Reintegro de préstamo puente de adquisición de negocios	-	(600)	-
Aumento neto (disminución) en empréstitos a corto plazo (Nota 5)	24	(882)	(137)
Aportación de capital del socio	632	1,587	256
Aportación de capital de participaciones no controladoras	156	391	54
Distribuciones a socios (Nota 8)	(286)	(246)	(149)
Distribuciones a participaciones no controladoras	(70)	(63)	(42)
Compra de 0.22% de participación en Oncor de la participación no controladora	-	-	(26)
Costos de descuento de deuda, financiamiento y readquisición — neto	(54)	(39)	(14)
Efectivo proporcionado por actividades de financiamiento	<u>1,048</u>	<u>2,114</u>	<u>267</u>
<b>Flujos de efectivo — actividades de inversión:</b>			
Gastos de capital (Nota 12)	(2,540)	(2,097)	(1,767)
Adquisición de negocios (Nota 14)	-	(1,324)	-
Gastos de terceros en proyecto conjunto	(96)	-	-
Reembolso de tercero en proyecto conjunto	66	-	-
Otros — neto	20	43	18
Efectivo utilizado en actividades de inversión	<u>(2,550)</u>	<u>(3,378)</u>	<u>(1,749)</u>
Cambio neto en efectivo y equivalentes en efectivo	23	1	(18)
Efectivo y equivalentes en efectivo — saldo inicial	4	3	21
Efectivo y equivalentes en efectivo — saldo final	<u>\$ 27</u>	<u>\$ 4</u>	<u>\$ 3</u>

Consulte las Notas a los Estados Financieros.

SIN TEXTO





**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**BALANCE GENERAL CONSOLIDADO**  
(millones de dólares)

Al 31 de diciembre	
2020	2019
<b>ACTIVOS</b>	
Activo circulante:	
Efectivo y equivalentes en efectivo	\$ 27      \$ 4
Cuentas comerciales por cobrar — neto (Nota 13)	760      661
Impuestos sobre la renta por cobrar del socio (Nota 12)	14      4
Inventarios de materiales y suministros — a costo medio	144      148
Anticipos y otros activos circulantes	100      96
Total de activo circulante	1,045      913
Inversiones y otros bienes (Nota 13)	142      133
Bienes, plantas y equipos — neto (Nota 13)	21,225      19,370
Crédito mercantil (Notas 1 y 13)	4,628      4,628
Activos reglamentarios (Nota 2)	1,779      1,775
Arrendamiento operativo ROU, proyecto conjunto de terceros y otros activos (Notas 1 y 7)	248      106
Total de activos	\$ 29,067      \$ 26,925
<b>PASIVOS Y PARTICIPACIÓN DE LOS SOCIOS</b>	
Pasivo circulante:	
Empréstitos a corto plazo (Nota 5)	\$ 70      \$ 46
Deuda a largo plazo vencida actualmente (Nota 6)	-      608
Cuentas comerciales por pagar	392      394
Impuestos sobre la renta por pagar a socios (Nota 12)	23      22
Impuestos devengados distintos de los impuestos sobre la renta	269      236
Intereses devengados	87      83
Arrendamiento operativo y otros pasivos circulantes (Nota 7)	279      237
Total de pasivo circulante	1,120      1,626
Deuda a largo plazo, menos montos adeudados actualmente (Nota 6)	9,229      8,017
Impuestos sobre la renta diferidos acumulados (Notas 1, 4 y 12)	1,312      1,223
Pasivos reglamentarios (Nota 2)	2,855      2,793
Obligaciones de prestaciones a empleados (Nota 10)	1,808      1,834
Arrendamiento operativo, proyecto conjunto de terceros y otras obligaciones (Nota 13)	407      258
Total de pasivos	16,731      15,751
Compromisos y contingencias (Nota 7)	
Participación de los socios (Nota 8):	
Cuenta de capital	9,701      8,793
Otra pérdida integral acumulada	(102)      (92)
Participación de los socios de Oncor Holdings	9,599      8,701
Participación no controladora en subsidiarias	2,737      2,473
Total de participación de los socios	12,336      11,174
Total de pasivos y participación de los socios	\$ 29,067      \$ 26,925

Consulte las Notas a los Estados Financieros.

SIN TEXT

SIN TEXT

SIN TEXT



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**ESTADO DE PARTICIPACIÓN SOCIAL DE LOS SOCIOS CONSOLIDADO**  
(millones de dólares)

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
<b>Participación de los socios de Oncor Holdings (Nota 8)</b>			
<b>Cuenta de capital:</b>			
Saldo al inicio del periodo	\$ 8,793	\$ 6,920	\$ 6,411
Utilidad neta atribuible a Oncor Holdings	562	514	413
Distribuciones a socios	(286)	(246)	(149)
Valor razonable de compra de 0.22% de participación en Oncor de participación no controladora sobre el valor en libros	-	-	(11)
Aportación de capital de socios	632	1,587	256
Efectos fiscales reclasificados de ASU 2018-02 (Nota 1)	-	18	-
Saldo al cierre de periodo	<u>9,701</u>	<u>8,793</u>	<u>6,920</u>
<b>Otras utilidades integrales acumuladas (pérdidas), neto de efectos fiscales:</b>			
Saldo al inicio del periodo	(92)	(92)	(81)
Efectos netos de las coberturas de flujo de efectivo (neto del gasto fiscal (beneficio) de (\$4), \$- y \$1)	(16)	1	2
Planes de pensiones de prestaciones definidas (neto de impuesto de \$-, \$4 y \$3)	6	17	(13)
Efectos fiscales reclasificados de ASU 2018-02 (Nota 1)	-	(18)	-
Saldo al cierre de periodo	<u>(102)</u>	<u>(92)</u>	<u>(92)</u>
<b>Participación de los socios de Oncor Holdings al cierre de periodo</b>	<u>\$ 9,599</u>	<u>\$ 8,701</u>	<u>\$ 6,828</u>
<b>Participación no controladora en subsidiaria (Nota 9):</b>			
Saldo al inicio del periodo	\$ 2,473	\$ 1,951	\$ 1,822
Utilidad neta atribuible a participaciones no controladoras	141	129	107
Distribuciones a participaciones no controladoras	(70)	(63)	(42)
Compra de 0.22% de participación en Oncor a participación no controladora	-	-	(15)
Aportación de capital de participaciones no controladoras	156	391	54
Cambio relacionado con futuras distribuciones fiscales de Oncor	39	60	37
Efectos netos de las coberturas de flujo de efectivo (neto del gasto fiscal (beneficio) de (\$1), \$- y \$-)	(4)	-	-
Planes de pensiones de prestaciones definidas (neto del gasto fiscal de \$-, \$- y \$9)	2	6	(12)
Efectos fiscales reclasificados de ASU 2018-02 (Nota 1)	-	(1)	-
<b>Participación no controladora en subsidiaria al cierre de periodo</b>	<u>\$ 2,737</u>	<u>\$ 2,473</u>	<u>\$ 1,951</u>
<b>Total de participación de los socios al cierre de periodo</b>	<u>\$ 12,336</u>	<u>\$ 11,174</u>	<u>\$ 8,779</u>

Consulte las Notas a los Estados Financieros.

SIN TEXTO



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

**DESCRIPCIÓN DE LAS POLÍTICAS EMPRESARIALES Y CONTABLES SIGNIFICATIVAS**

***Descripción del negocio***

Las referencias en este informe a “nosotros”, “nuestro”, “a nosotros” y “la sociedad” son referentes a Oncor Holdings y/o sus subsidiarias directas o indirectas según aparezcan en el contexto. Consulte “Glosario” para la definición de términos y abreviaturas.

Somos una sociedad controladora con sede en Dallas, Texas cuyos estados financieros están comprendidos casi en su totalidad por las operaciones de nuestra subsidiaria directa propiedad en mayoría (80.25%) de Oncor. Oncor es una sociedad regulada de transmisión y distribución de electricidad que se dedica fundamentalmente a prestar servicios de entrega a los REP que venden energía en las partes norte y centro, este y oeste de Texas. Oncor Holdings es indirecta y totalmente propiedad de Sempra. Estamos organizados como un negocio integrado; en consecuencia, no existen segmentos de negocio reportados por separado.

Nuestros estados financieros consolidados incluyen los resultados de la subsidiaria indirecta totalmente propiedad de Oncor, NTU, que Oncor adquirió como parte de la Adquisición de InfraREIT que cerró el 16 de mayo de 2019. NTU es un servicio público regulado que principalmente brinda servicio de entrega de transmisión de electricidad en las regiones centro y norte, oeste y del brazo territorial de Texas.

***Medidas de separación de activos***

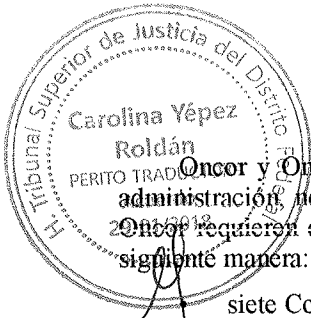
Desde 2007 se han tomado diversas medidas de protección para potenciar nuestra calidad crediticia y la separación entre las Entidades con Restricciones de Oncor y las entidades con participación social en Oncor u Oncor Holdings. Estas medidas de protección sirven para mitigar la exposición crediticia de las Entidades con Restricciones de Oncor a los propietarios de Oncor y Oncor Holdings, y para reducir el riesgo de que los activos y pasivos de las Entidades con Restricciones de Oncor se consoliden de manera sustancial con los activos y pasivos de cualquiera propietarios directos o indirectos de Oncor y Oncor Holdings en relación con una quiebra de cualquiera de dichas entidades. Estas medidas incluyen la venta en noviembre de 2008 de 19.75% de las participaciones de Oncor a Texas Transmission.

En marzo de 2018, Sempra adquirió indirectamente Oncor Holdings a través de la Adquisición de Sempra. La Adquisición de Sempra se consumó tras obtener la aprobación del tribunal de quiebras en el Procedimiento de Quiebra de EFH y la PUCT. El dictamen de la PUCT se obtuvo en el Núm. de Expediente 47675, y el auto definitivo emitido en dicho expediente (la Resolución Sempra) esboza ciertas medidas de protección, mecanismos de gobernanza y restricciones que se aplican después de la Adquisición de Sempra. Derivado de estas medidas de protección, Sempra no controla Oncor ni Oncor Holdings, y las medidas de protección limitan la capacidad de Sempra para dirigir la gestión, políticas y operaciones de Oncor y Oncor Holdings, incluido el despliegue o disposición de los activos de Oncor, declaraciones de dividendos, planeación estratégica y otros temas y acciones corporativas importantes.

Ninguno de los activos de las Entidades con Restricciones de Oncor están disponibles para cumplir con la deuda u obligaciones de cualquier entidad Sempra o cualquier otro propietario directo o indirecto de Oncor u Oncor Holdings. El activo y pasivo de las Entidades con Restricciones de Oncor son separados y distintos de los de cualquier entidad Sempra y de cualquier otro propietario directo o indirecto de Oncor u Oncor Holdings. No asumimos ninguna responsabilidad por deudas u obligaciones contractuales de Sempra y sus filiales o cualquier otro propietario directo o indirecto de Oncor u Oncor Holdings, y viceversa. En consecuencia, se realizan nuestras operaciones, y se gestionan nuestros flujos de efectivo, independientemente de Sempra y sus filiales y de cualquier otro propietario directo o indirecto de Oncor u Oncor Holdings.



SIN TEXTO



Oncor y Oncor Holdings son cada una, una sociedad de responsabilidad limitada regida por un consejo de administración, no por sus socios. La Resolución Sempra y el contrato de sociedad de responsabilidad limitada de Oncor requieren que el consejo de administración de Oncor esté integrado por trece miembros, constituidos de la siguiente manera:

- siete Consejeros Independientes, que (i) serán consejeros independientes en todos los aspectos sustanciales conforme a las reglas de la Bolsa de Valores de Nueva York en relación con Sempra o sus subsidiarias y entidades afiliadas y cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, y (ii) no tener relación sustancial con Sempra o sus subsidiarias o entidades afiliadas o cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, actualmente o dentro de los diez años anteriores;
- dos miembros designados por Sempra (a través de Oncor Holdings);
- dos miembros designados por Texas Transmission; y
- dos funcionarios actuales o exfuncionarios de Oncor (los Consejeros Funcionarios de Oncor), actualmente Robert S. Shapard y E. Allen Nye, Jr., que son el presidente del Consejo de Administración y el Director General de Oncor, respectivamente.

Hasta el 9 de marzo de 2028, para que un funcionario actual o exfuncionario de Oncor tenga derecho a fungir como Consejero Funcionario de Oncor, el funcionario no puede haber trabajado para Sempra o cualquiera de sus filiales (excluyendo Oncor Holdings y Oncor) o cualquier otra entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings en el periodo de diez años previo a fungir como Consejero Funcionario de Oncor. Oncor Holdings, a discreción del STIH, tiene derecho a designar y/o buscar la remoción de los Consejeros Funcionarios de Oncor, sujeto a la aprobación de la mayoría del consejo de administración de Oncor. STIH es una subsidiaria indirecta totalmente propiedad de y controlada por Sempra tras la Adquisición de Sempra.

La Resolución Sempra y nuestro contrato de sociedad de responsabilidad limitada requieren que el consejo de administración de Oncor Holdings esté integrado por once miembros, conformados por seis Consejeros Independientes, dos funcionarios actuales o exfuncionarios de Oncor Holdings (actualmente señor Shapard y señor Nye) y dos miembros designados por Sempra (a través de STIH).

Además, la Resolución Sempra establece que los consejos de administración de Oncor y Oncor Holdings no pueden ser rechazados por el consejo de administración de Sempra o cualquiera de sus subsidiarias sobre la política de dividendos, la emisión de dividendos u otras distribuciones (excepto pagos de impuestos contractuales), emisión de deuda, gastos de capital, gastos de operación y mantenimiento, honorarios de gestión y servicio, y nombramiento o remoción de miembros del consejo de administración, siempre que ciertas acciones también puedan requerir la aprobación adicional del consejo de administración de Oncor Holdings. En la Resolución Sempra también se establece que cualquier cambio en el tamaño, composición, estructura o derechos de los consejos de administración de cada uno de Oncor Holdings y Oncor deberá ser aprobado primero por la PUCT. Además, si Sempra adquiere la participación de Texas Transmission en Oncor, las dos posiciones del consejo de administración de Oncor con respecto al hecho de que Texas Transmission tiene derecho a nombrar a posiciones, serán eliminadas y el tamaño del consejo de administración de Oncor se reducirá en dos.

Los compromisos reglamentarios adicionales, mecanismos de gobernanza y restricciones previstos en la Resolución Sempra y los contratos de sociedades de responsabilidad limitada de Oncor y Oncor Holdings para restringir a Oncor y Oncor Holdings de sus propietarios incluyen, entre otros:

- La mayoría de los Consejeros Independientes de Oncor y los consejeros designados por Texas Transmission que estén presentes y con derecho a voto (de los cuales al menos uno debe estar presente y votar) deben aprobar cualquier presupuesto anual o plurianual de Oncor si el monto acumulado de los gastos de capital o los gastos de operación y mantenimiento de dicho presupuesto sean superiores a un aumento o disminución del 10% respecto de los montos correspondientes de dichos gastos en el presupuesto del ejercicio fiscal o multianual anterior, según corresponda;
- Oncor y Oncor Holdings no podrán pagar dividendos ni realizar ninguna otra distribución (salvo los pagos fiscales contractuales) si la mayoría de sus Consejeros Independientes determina que es en el interés superior de la sociedad retener dichos montos para cumplir con los requisitos futuros esperados;
- En todo momento, Oncor permanecerá en cumplimiento del nivel de endeudamiento establecido por la PUCT en cualquier momento para fines de elaboración de tasas, y Oncor no pagará dividendos u otras distribuciones (excepto los pagos fiscales contractuales), si ese pago provocase que su nivel de endeudamiento superara el nivel de endeudamiento aprobado por la PUCT;

SIN TEXTO



Si la calificación crediticia de la deuda asegurada de alto nivel de Oncor por cualquiera de las tres principales agencias de calificación cae por debajo de BBB (o el equivalente), Oncor suspenderá dividendos y otras distribuciones (excepto los pagos de impuestos contractuales), a menos que la PUCT permita lo contrario;

Sin la aprobación previa de la PUCT, ni Sempra ni ninguna de sus filiales (excluyendo Oncor) incurrirán, garantizarán o comprometerán los activos respecto de cualquier endeudamiento que dependa de los ingresos de Oncor en más de un grado proporcionado que los demás ingresos de Sempra o de la participación de los socios de Oncor, y no habrá deuda en STH o STIH en cualquier momento tras el cierre de la Adquisición de Sempra;

- Oncor y Oncor Holdings no prestarán dinero ni pedirán dinero a Sempra o a cualquiera de sus filiales (distintas de las subsidiarias de Oncor), ni a ninguna entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, y de igual forma Oncor y Oncor Holdings no compartirán líneas de crédito con Sempra ni ninguna de sus filiales (distintas que las subsidiarias de Oncor), o cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings;
- Se deben mantener ciertas “medidas de separación” que refuercen la separación jurídica y financiera de Oncor y Oncor Holdings de sus propietarios, incluido el requisito de que las relaciones entre Oncor, Oncor Holdings y sus subsidiarias con Sempra, cualquiera de las otras filiales de Sempra o cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, debe estar a pleno derecho, limitaciones en las operaciones de afiliadas, requisitos separados de mantenimiento de registros y prohibición de que Sempra o sus filiales comprometan activos o participación de los socios de Oncor para cualquier entidad que no sea Oncor; y
- Sempra seguirá manteniendo indirectamente al menos el 51% de la participación social en Oncor y Oncor Holdings durante al menos cinco años después del cierre de la Adquisición de Sempra, a menos que la PUCT autorice expresamente lo contrario.

### ***Bases de presentación***

Nuestros estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con los GAAP que rigen las operaciones reguladas por tarifas. Todos los montos en dólares en los estados financieros y cuadros de las notas se consignan en millones de dólares estadounidenses a menos que se indique lo contrario. Se han evaluado eventos posteriores hasta la fecha en que se emitieron estos estados financieros consolidados.

### ***Uso de estimaciones***

La elaboración de nuestros estados financieros requiere que la administración realice estimaciones y supuestos sobre eventos futuros que afecten a la notificación de activos y pasivos en las fechas del balance general y los montos reportados de ingresos y gastos, incluido las mediciones del valor razonable. En caso de que las estimaciones y/o supuestos demuestren ser diferentes de los montos reales, se realizan ajustes en periodos posteriores para reflejar información más actualizada. No se realizaron ajustes materiales a estimaciones o supuestos anteriores durante el año en curso.

### ***Reconocimiento de ingresos***

Los ingresos de Oncor se facturan conforme a tarifas aprobadas por la PUCT y la mayoría de los ingresos están relacionados con brindar servicio de entrega eléctrica a los consumidores. Las tarifas arancelarias están diseñadas para recuperar el costo de prestar servicio de entrega eléctrica incluido una tasa razonable de retorno sobre el capital invertido. Generalmente se reconocen los ingresos cuando el servicio subyacente se ha prestado en una cantidad prescrita por la tarifa relacionada. Consulte la Nota 3 para obtener información adicional respecto a los ingresos.

### ***Deterioro de activos de larga duración y crédito mercantil***

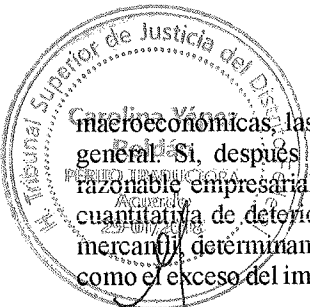
Evaluamos los activos de larga duración (incluidos los activos intangibles con vidas finitas) por deterioro siempre que los acontecimientos o cambios en las circunstancias indiquen que el importe contable de un activo puede no ser recuperable. También evaluamos el crédito mercantil por deterioro anualmente el 1 de octubre y siempre que eventos o cambios en las circunstancias indiquen que puede existir un deterioro. La determinación de la existencia de estos y otros indicios de deterioro implica juicios que son de naturaleza subjetiva y pueden requerir el uso de estimaciones para pronosticar resultados futuros y flujos de efectivo.

Para nuestras pruebas anuales de deterioro del crédito mercantil, tenemos la opción de hacer primero una evaluación cualitativa de si es más probable que nuestro valor razonable empresarial sea menor que el importe en libros de nuestra sociedad antes de aplicar la prueba cuantitativa de deterioro del crédito mercantil. Si elegimos realizar la evaluación cualitativa, evaluamos eventos y circunstancias relevantes, incluido, entre otros, las condiciones

SIN TEXTO

SIN TEXTO





macroeconómicas, las consideraciones de la industria y el mercado, los factores de costo y el desempeño financiero general. Si, después de evaluar estos factores cualitativos, determinamos que es más probable que nuestro valor razonable empresarial no sea menor que el importe en libros de nuestra sociedad, entonces realizamos una prueba cuantitativa de deterioro del crédito mercantil. Si, después de realizar la prueba de deterioro cuantitativo del crédito mercantil, determinamos que se deteriora el crédito mercantil, registramos el importe del deterioro del crédito mercantil como el exceso del importe en libros sobre el valor razonable, para no exceder el importe en libros del crédito mercantil.

En cada uno de los años 2020, 2019 y 2018, concluimos, con base en una evaluación cualitativa, que nuestro valor razonable empresarial estimado era más probable no mayor que nuestro valor en libros. En consecuencia, no se requirieron pruebas cuantitativas de deterioro del crédito mercantil y no se reconocieron deficiencias.

### ***Impuestos sobre la renta***

Oncor es una sociedad para fines del impuesto federal sobre la renta de Estados Unidos. Nuestro contrato de reparto tributario con Oncor y STH, como sucesor de EFH Corp., incluye Texas Transmission. El contrato de reparto tributario prevé el cálculo de la deuda fiscal de manera sustancial como si nosotros y Oncor presentáramos nuestras propias declaraciones de impuestos sobre la renta, y requiere pagos de impuestos a los socios determinados sobre esa base (sin duplicar cualquier impuesto sobre la renta pagado por nuestras subsidiarias). Se proporcionan impuestos sobre la renta diferidos para diferencias temporales entre nuestro libro y las bases fiscales de activos y pasivos.

Los importes de los activos y pasivos del impuesto sobre la renta diferidos, así como los devengados circulantes y no circulantes, se determinan de conformidad con lo dispuesto en la orientación contable para los impuestos sobre la renta y para la incertidumbre en los impuestos sobre la renta. En la orientación contable para las sociedades reguladas por tasas se requiere el reconocimiento de activos o pasivos reglamentarios si es probable que dichos montos de impuestos diferidos sean recuperados o devueltos a los clientes en tasas futuras. El impuesto acreditable por inversión se amortiza a ingresos durante la vida estimada de los inmuebles relacionados.

Clasificamos cualquier gasto por intereses y penalizaciones relacionado con posiciones fiscales inciertas como impuestos sobre la renta circulantes como se analiza en la Nota 4.

### ***Planes de pensiones de prestaciones definidas y planes OPEB de Oncor***

Oncor tiene pasivos de acuerdo con planes de pensiones que ofrecen prestaciones basadas ya sea en una fórmula tradicional de prestaciones definidas o en una fórmula de saldo de caja y planes OPEB de Oncor que ofrecen ciertas prestaciones de atención médica y seguro de vida a empleados y a sus dependientes con derecho al mismo al jubilarse dichos empleados. Los costos de las pensiones y los planes OPEB de Oncor dependen de numerosos factores, supuestos y estimaciones. Consulte la Nota 10 para obtener información adicional respecto a los planes de pensiones y planes OPEB.

### ***Sistema de cuentas***

Nuestros registros contables se han mantenido de acuerdo con el Sistema Uniforme de Cuentas de la FERC tal como lo ha adoptado la PUCT.

### ***Bienes, plantas y equipos***

Los bienes se declaran a costo original. El costo de las adiciones a propiedades autoconstruidas incluye materiales y mano de obra directa e indirecta y gastos generales aplicables y un subsidio por los fondos utilizados durante la construcción.

La depreciación de los bienes, plantas y equipos se calcula en línea recta sobre la vida útil estimada de los inmuebles con base en las tasas de depreciación aprobadas por la PUCT. Como es común en la industria, el gasto de depreciación se registra utilizando tasas de depreciación compuestas que reflejan estimaciones mezcladas de la vida de los principales grupos de activos en comparación con el gasto de depreciación calculado sobre una base del componente activo por activo. Las tasas de depreciación incluyen los costos de remoción de plantas como un componente del gasto de depreciación, congruente con el tratamiento reglamentario. Los costos efectivos de mudanza en los que se incurra se cargan a la depreciación acumulada. Los costos de mudanza devengados que excedan los costos de mudanza incurridos se reclasifican como un pasivo reglamentario para retirar activos en el futuro.

### ***Activos y pasivos reglamentarios***

Oncor está sujeto a la regulación de tarifas y nuestros estados financieros reflejan activos y pasivos reglamentarios de acuerdo con las normas contables relacionadas con el efecto de ciertos tipos de regulación. Los activos y pasivos reglamentarios representan ingresos futuros probables que serán recuperados o reembolsados a los clientes a través del proceso de elaboración de la evaluación con base en PURA y/o las resoluciones, precedentes o

TEXT



reglas sustantivas de la PUCT. La reglamentación de tarifas se basa en la premisa de la recuperación total de los costos incurridos prudentemente y en una tasa razonable de rendimiento del capital invertido sujeto a revisión de la PUCT por razonabilidad. Las decisiones reglamentarias pueden tener un impacto en la recuperación de costos, en la tasa ganada en el capital invertido y en el momento y la cantidad de activos que deben recuperarse por las tasas. Consulte la Nota 2 para obtener más información sobre activos y pasivos reglamentarios.

### ***Impuestos de franquicia***

Organismos gubernamentales locales evalúan los impuestos de franquicia de Oncor con base en los kWh entregados y son un componente principal de impuestos distintos a los impuestos sobre la renta como se informa en estado de resultados. Los impuestos de franquicia no son un concepto de “transferencia”. Las tarifas que Oncor cobra a los clientes están destinadas a recuperar los impuestos de la franquicia, pero Oncor no está actuando como representante para cobrar los impuestos de los clientes.

### ***Estipendio por fondos utilizados durante la construcción (AFUDC)***

El AFUDC es un procedimiento reglamentario de contabilidad de costos por el cual tanto los cargos por intereses sobre fondos tomados en préstamo como un retorno sobre capital propio utilizado para financiar la construcción se incluyen en el costo registrado de plantas y equipos de servicios públicos que se construyen. El AFUDC se capitaliza en todos los proyectos que involucren periodos de construcción mayores a treinta días. La porción de interés del AFUDC capitalizada se contabiliza como una reducción al gasto por intereses y la porción de capital de la AFUDC capitalizada se contabiliza como otros ingresos. Consulte la Nota 13 para obtener detalles de los montos que reducen los gastos por intereses y aumentan otros ingresos.

### ***Efectivo y equivalentes en efectivo***

Para efectos de reportar efectivo y equivalentes en efectivo, se consideran equivalentes en efectivo las inversiones altamente líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos a la fecha de compra.

### ***Valor razonable de los instrumentos financieros no derivados***

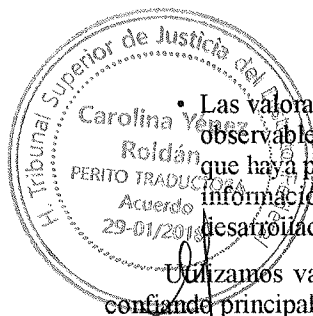
Los importes en libros de activos financieros clasificados como activos circulantes y los importes en libros para pasivos financieros clasificados como pasivos circulantes se aproximan al valor razonable debido al corto vencimiento de dichos instrumentos. Los valores razonables de otros instrumentos financieros, para los cuales no se han presentado montos en libros y valores razonables, no son sustancialmente diferentes a sus montos en libros relacionados. El siguiente análisis de las normas contables de valor razonable se aplica principalmente a nuestra determinación del valor razonable de los activos en los fideicomisos de planes de pensiones y OPEB de Oncor (consulte la Nota 10) y deuda a largo plazo (consulte la Nota 6).

Las normas contables relacionadas con la determinación del valor razonable definen el valor razonable como el precio que se recibiría para vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo en una operación ordenada entre los participantes del mercado en la fecha de medición. Utilizamos un convenio de valoración de “mercado medio” (el precio de punto medio entre los precios de compra y venta) como un expedito práctico para medir el valor razonable para la mayoría de nuestros activos y pasivos sujetos a la valoración del valor razonable de manera recurrente. Utilizamos principalmente el enfoque de mercado para mediciones recurrentes del valor razonable y utilizamos técnicas de valoración para maximizar el uso de insumos observables y minimizar el uso de insumos no observables.

Clasificamos nuestros activos y pasivos registrados a valor razonable con base en la siguiente jerarquía del valor razonable:

- Las valoraciones de nivel 1 utilizan precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos que son accesibles en la fecha de medición. Un mercado activo es un mercado en el que las operaciones por el activo o pasivo ocurren con frecuencia y volumen suficientes para proporcionar información de precios de forma continua.
- Las valoraciones de nivel 2 utilizan insumos que, a falta de precios de mercado cotizados activamente, son observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente. Los insumos de nivel 2 incluyen: (a) precios cotizados de activos o pasivos similares en mercados activos, (b) precios cotizados para activos o pasivos idénticos o similares en mercados que no están activos, (c) insumos distintos de los precios cotizados que son observables para el activo o pasivo como tasas de interés y curvas de rendimiento observables a intervalos comúnmente citados, y (d) insumos que se derivan fundamentalmente de datos observables del mercado o se corroboran mediante correlación u otros medios. Nuestras valoraciones de Nivel 2 utilizan cotizaciones de intermediario de venta libre, precios cotizados para activos o pasivos similares que son corroborados por correlaciones u otros medios matemáticos y otros insumos de valoración.

SIN TEXTO



- Las valoraciones de nivel 3 utilizan insumos no observables para el activo o pasivo. Se utilizan insumos no observables en la medida en que no se disponga de insumos observables, lo que permite situaciones en las que haya poca, si alguna, actividad de mercado para el activo o pasivo en la fecha de medición. Utilizamos la información más significativa disponible en el mercado combinada con metodologías de valoración desarrolladas internamente para desarrollar nuestra mejor estimación del valor razonable.

Utilizamos varias técnicas de valoración diferentes para medir el valor razonable de los activos y pasivos, confiando principalmente en el enfoque de mercado de utilizar precios y otra información de mercado para activos y pasivos idénticos y/o comparables para aquellas partidas que se miden de forma recurrente.

El valor razonable de ciertas inversiones se mide utilizando el valor de activo neto (NAV) por acción como un expediente práctico. Dichas inversiones medidas en NAV no están obligadas a ser categorizadas dentro de la jerarquía del valor razonable.

### ***Instrumentos derivados y contabilidad del ajuste diario a valor de mercado***

En cualquier momento, Oncor celebra instrumentos de derivados para cobertura del riesgo de tasa de interés. Si el instrumento cumple con la definición de un derivado conforme a las normas contables relacionadas con instrumentos derivados y actividades de cobertura, el valor razonable de cada derivado se reconoce en el balance general como activo o pasivo derivado y los cambios en el valor razonable se reconocen en la utilidad neta, a menos que se cumplan criterios para la contabilidad de coberturas de flujo de efectivo. A este reconocimiento se le conoce como contabilidad de “ajuste diario a valor de mercado”.

### ***Cambios en las normas de contabilidad***

**Tema 326, “Instrumentos Financieros - Pérdidas de Créditos”:** En junio de 2016, la FASB emitió la ASU Núm. 2016-13, que cambia la forma en que las entidades contabilizan las pérdidas crediticias sobre cuentas por cobrar y ciertos otros activos financieros. En la orientación se requiere del uso de un modelo actual de pérdida crediticia esperada, que puede resultar en un reconocimiento anterior de las pérdidas crediticias conforme a las normas contables anteriores. Adoptamos la nueva norma vigente el 1 de enero de 2020. La aplicación de la nueva norma no tuvo un impacto sustancial en nuestros estados financieros consolidados.

**Tema 848, “Asesoría sobre los Efectos de la Reforma de la Tasa de Referencia en la Información Financiera”:** En marzo de 2020, la FASB emitió la ASU Núm. 2020-04, que proporciona recursos optativos y excepciones para aplicar los GAAP a contratos, relaciones de cobertura, y otras operaciones que hagan referencia a la LIBOR u a otro tipo de referencia esperado que se suspenda por la reforma del tipo de referencia. La ASU Núm. 2020-04 es efectiva para todas las entidades del 12 de marzo de 2020 al 31 de diciembre de 2022. La norma permite a las entidades contabilizar las modificaciones contractuales como un evento que no requiere reevaluación o remediación (es decir, como continuación del contrato existente). La Línea de Crédito de Oncor utiliza la LIBOR como punto de referencia para establecer las tasas de interés. La implementación no ha tenido impacto en nuestros estados financieros consolidados. En caso de que Oncor modifique su Línea de Crédito relacionada con la eliminación gradual del LIBOR, evaluaremos los expedientes opcionales y excepciones conforme a la norma.

## **2. ASUNTOS REGLAMENTARIOS**

### ***Activos y pasivos reglamentarios***

El reconocimiento de activos y pasivos reglamentarios y los periodos en los que han de recuperarse o reembolsarse mediante regulación de tasas reflejan las decisiones de la PUCT. En el cuadro que sigue se presentan los componentes de los activos y pasivos reglamentarios y sus periodos de recuperación restantes al 31 de diciembre de 2020. Se señalan cantidades que no ganan un retorno a través de la regulación de tasas.



SIN TEXTO



	Período de tasa de recuperación/amortización remanente al 31 de diciembre 2020	Al 31 de diciembre	
		2020	2019
<b>Activos reglamentarios:</b>			
Pasivos por jubilación de los empleados (a)(b)(c)	Por determinar	\$ 672	\$ 623
Costos por jubilación de empleados siendo amortizados	7 años	227	262
Gastos de jubilación de empleados incurridos desde el último periodo de revisión de tarifas (b)	Por determinar	67	79
Reserva de autoseguro (principalmente costos de recuperación de tormentas) siendo amortizada	7 años	266	309
Reserva de autoseguro incurrido desde el último periodo de revisión de tasas (principalmente relacionada con tormentas) (b)	Por determinar	256	238
Costos de readquisición de deuda	Vidas de deuda relacionada	25	29
Costos de AMS por déficit de recuperación	7 años	149	170
Bono de rendimiento de eficiencia energética (a)	1 año o menos	14	9
Servicio de subestación de distribución al por mayor	Por determinar	55	34
Gastos no recuperados relacionados con el COVID-19 (d)	Por determinar	27	-
Otros activos reglamentarios	Diversos	21	22
Total de activos reglamentarios		1,779	1,775
<b>Pasivos reglamentarios:</b>			
Costos netos estimados de mudanza	Vidas de activos relacionados	1,262	1,178
Exceso de impuestos diferidos	En primer lugar sobre vidas de activos relacionados	1,508	1,574
Gasto del servicio de transmisión mayorista con superávit de recuperación (a)	1 año o menos	52	30
Ganancia no amortizada por readquisición de deuda	Vidas de deuda relacionada	27	-
Otros pasivos reglamentarios	Diversos	6	11
Total de pasivos reglamentarios		2,855	2,793
Neto de activos reglamentarios (pasivos)		\$ (1,076)	\$ (1,018)


- (a) Sin ganar un retorno en el proceso regulatorio de fijación de las normas.  
 (b) La recuperación se autoriza específicamente por estatuto o por la PUCT, sujeto a revisión de razonabilidad.  
 (c) Representa pasivos no financiados registrados de conformidad con las normas contables de pensiones y OPEB.  
 (d) Incluye costos incrementales de \$21 millones de dólares incurridos por los efectos de la pandemia por COVID-19, incluido costos relacionados con el plan de respuesta a la pandemia de Oncor y \$6 millones de dólares relacionados con el Programa de Asistencia del Servicio Eléctrico COVID-19.

**Proyecto Núm. 50664 de la PUCT: Temas relacionados con el estado de desastre por la enfermedad del Coronavirus 2019**

En marzo de 2020, la PUCT emitió una resolución en el Proyecto PUCT Núm. 50664, *Temas relacionados con el estado de desastre por la enfermedad del Coronavirus 2019*, por la que se crea el Programa de Asistencia del Servicio Eléctrico (ERP) por COVID-19 (ERP COVID-19) para ayudar a ciertos clientes del sector residenciales con derecho a dicho programa que no puedan pagar sus facturas de electricidad como consecuencia de los impactos pandémicos del COVID-19. La inscripción de clientes en el ERP COVID-19 cerró el 31 de agosto de 2020, y la asistencia financiera conforme al programa estuvo a disposición de los clientes del sector residencial inscritos para las facturas de electricidad emitidas el 26 de marzo de 2020 o después del 30 de septiembre de 2020. En relación con el ERP COVID-19, la PUCT suspendió las desconexiones de servicio por falta de pago para los clientes inscritos en el programa hasta el 30 de septiembre de 2020.

Para financiar el ERP COVID-19, la PUCT autorizó un recargo de \$0.33 de dólares por MWh a cobrar por servicios de transmisión y distribución a través de tarifas y dirigió a ERCOT que otorga préstamos a esos servicios públicos de transmisión y distribución para el financiamiento inicial del ERP COVID-19. En consecuencia, en abril de

SIN TEXTO



2020 Oncor presentó una disposición arancelaria que implementaba el recargo y recibió un préstamo no garantizado de ERCOT por la suerte principal de \$7 millones de dólares, el cual fue reembolsado en diciembre de 2020. Las recaudaciones de recargos se registraron como un pasivo reglamentario hasta que se utilizaron los fondos. El cobro de recargos sólo podría utilizarse para reembolsar servicios públicos de transmisión y distribución y REP por facturas no pagadas elegibles de clientes residenciales inscritos en el ERP COVID-19 y para cubrir los costos de un tercero administrador para administrar el proceso de para tener derecho al programa. Al 31 de diciembre de 2020, Oncor había facturado \$32 millones de dólares de acuerdo con el recargo de la disposición. Los reembolsos pagados por nosotros conforme al ERP COVID-19 totalizaron \$38 millones de dólares hasta el 31 de diciembre de 2020 (incluido \$18 millones de dólares de reembolsos a Oncor por cargos de entrega de energía eléctrica). Al 9 de febrero de 2021, Oncor había facturado cantidades de acuerdo con el recargo arancelario aproximadamente iguales a los reembolsos pagados por nosotros conforme al ERP COVID-19 y dejó de facturar el recargo de la disposición tarifaria.

La PUCT también autorizó a los servicios públicos de transmisión y distribución a utilizar un mecanismo regulatorio de contabilidad de activos y un proceso posterior para buscar la recuperación futura de gastos derivados de los efectos de la pandemia del COVID-19. Por lo tanto, Oncor está registrando los costos incrementales en los que incurre Oncor como resultado de los efectos de la pandemia por COVID-19, incluido los costos relacionados con la implementación del plan de respuesta pandémica de Oncor, como activo reglamentario. Al 31 de diciembre de 2020, Oncor registró \$21 millones de dólares respecto a este activo reglamentario. Para obtener más información sobre activos y pasivos reglamentarios, consulte la Nota 1.

#### ***Aprobación de la adquisición de InfraREIT (Núm. de Expediente 48929 de la PUCT)***

El 9 de mayo de 2019, la PUCT emitió una resolución final en el Núm. de Expediente 48929 que aprobaba las operaciones previstas por la Adquisición de InfraREIT, incluida la Intercambio de Activos de SDTS-SU, y la adquisición por Sempra de una participación social indirecta del 50% en Sharyland Holdings, L.P., la empresa matriz de Sharyland. Para obtener más información sobre estas operaciones, consulte la Nota 14.

#### ***Estatus regulatorio de la TCJA***

El exceso de saldos relacionados con impuestos diferidos son principalmente el resultado de la reducción de la tasa del impuesto sobre la renta federal corporativa de TCJA de 35% a 21%. Estos pasivos reglamentarios reflejan la obligación de Oncor, como lo exige la resolución de la PUCT en el Núm. de Expediente 46957, de reembolsar a los clientes de servicios públicos cualquier exceso de saldos relacionados con impuestos diferidos creados por la reducción de la tasa del impuesto sobre la renta federal corporativa mediante reducciones en las tarifas de Oncor.

En 2018, Oncor hizo declaraciones para incorporar los impactos de la TCJA a las tarifas de Oncor, incluida la reducción de la tasa del impuesto sobre la renta corporativa de 35% a 21% y la amortización del exceso de impuestos federales diferidos sobre la renta. En septiembre de 2018, Oncor alcanzó una estipulación sin oposición respecto a una liquidación general de los impactos del TCJA. El arreglo incluyó, de manera anual, una disminución de \$144 millones de dólares en el requisito de ingresos de Oncor relacionado con la reducción del gasto del impuesto sobre la renta actualmente en tasas y una disminución de \$75 millones de dólares relacionada con la amortización del exceso de impuestos federales diferidos sobre la renta. Los impuestos sobre la renta federales diferidos excedentes se están reembolsando según lo requerido por la PUCT en general a lo largo de la vida de los activos relacionados.

Las tasas de liquidación se implementaron de manera provisional durante 2018 y fueron aprobadas por la PUCT el 4 de abril de 2019. Durante 2018, las tasas provisionales del TCOS incluyeron reembolsos de impuestos sobre la renta federales diferidos en exceso que fueron inferiores al monto aprobado en última instancia por la PUCT. Por ello, la PUCT aprobó en el Núm. de Expediente 49160 un reembolso adicional por una sola vez de \$9 millones de dólares, el cual se realizó en abril y mayo de 2019.

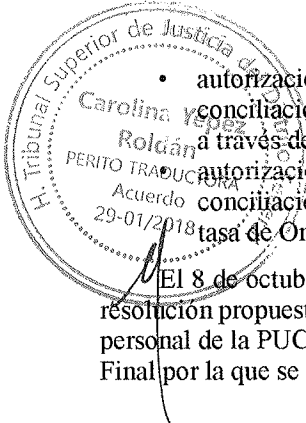
#### ***Reconciliación final de la AMS (Núm. de Expediente 49721 de la PUCT)***

El 9 de julio de 2019, Oncor presentó ante la PUCT una solicitud de conciliación definitiva de los costos de AMS de Oncor. Con la implementación que se hizo efectiva sobre las tarifas conforme a la revisión de tarifas del Núm. de Expediente 46957, Oncor dejó de recuperar los cargos de AMS a través de un recargo el 26 de noviembre de 2017, y ahora los costos de AMS se están recuperando a través de las tasas base. Oncor realizó las siguientes solicitudes en la presentación de conciliación AMS de Oncor:

- una conciliación de todos los costos incurridos con los \$87 millones de dólares de ingresos recaudados durante el periodo final del recargo AMS del 1 de enero de 2017 al 26 de noviembre de 2017.
- una determinación final de la PUCT del ahorro neto de costos operativos de \$16 millones de dólares del periodo final del despliegue de AMS de Oncor que se utilizaron para reducir la cantidad de costos que finalmente fueron recuperados a través del recargo AMS de Oncor,

SIN TEXTO

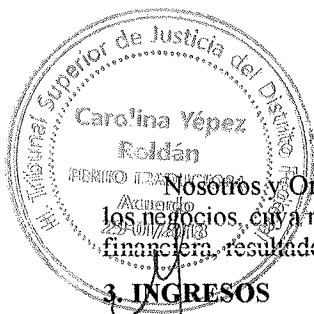




- autorización para sumar la sobre recuperación de los costos de AMS 2017 de este procedimiento de conciliación de \$6 millones de dólares al activo reglamentario existente de AMS que actualmente se recupera a través de tasas base, y
- autorización para establecer un activo reglamentario para captar los costos asociados a este procedimiento de conciliación (de aprobarse, Oncor buscaría la recuperación de ese activo reglamentario en un futuro caso de tasa de Oncor).

El 8 de octubre de 2019, Oncor presentó un recurso conjunto para admitir pruebas y para la aprobación de una resolución propuesta conjunta que implemente las solicitudes detalladas anteriormente, conforme a lo acordado por el personal de la PUCT y el Comité Directivo de Ciudades. El 16 de diciembre de 2019, la PUCT firmó una Resolución Final por la que se aprueban las solicitudes de Oncor como se enumeran anteriormente.

SN TEXTD



Nosotros y Oncor estamos involucrados en diversos otros procedimientos reglamentarios en el curso normal de los negocios, cuya resolución última, a juicio de la dirección, no debe tener un efecto sustancial sobre nuestra posición financiera, resultados de operaciones o flujos de efectivo.

### 3. INGRESOS

#### *Información general*

Los ingresos de Oncor se facturan mensualmente conforme a tarifas aprobadas por la PUCT y la mayoría de los ingresos están relacionados con brindar servicio de entrega eléctrica a los consumidores. Las tarifas arancelarias están diseñadas para recuperar el costo de brindar servicio de entrega eléctrica a los clientes incluido una tasa de retorno razonable sobre el capital invertido. Dado que los volúmenes entregados pueden medirse directamente, los ingresos de Oncor se reconocen cuando se ha prestado el servicio subyacente en una cantidad prescrita por la tarifa relacionada. Oncor reconoce ingresos por la cantidad que tiene derecho a facturar. De manera sustancial todos los ingresos de Oncor son de contratos con clientes a excepción de los ingresos del programa de ingresos alternativos que se discuten a continuación.

#### *Tarifas conciliables*

La PUCT ha designado ciertas tarifas (principalmente el TCRF y el EECRF) como conciliables, lo que significa que las diferencias entre los importes facturados conforme a estas tarifas y los costos incurridos relacionados se postergan como activos reglamentarios o pasivos reglamentarios. En consecuencia, a intervalos prescritos, las tarifas futuras se ajustan ya sea para reembolsar los pasivos reglamentarios o cobrar activos reglamentarios.

#### *Programa de ingresos alternativos*

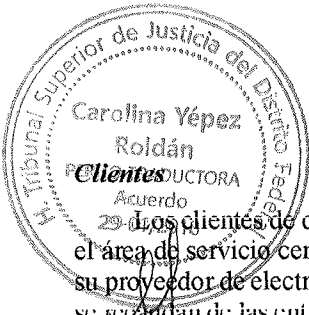
La PUCT ha implementado un programa de incentivos que permite a Oncor ganar bonos de rendimiento al superar los objetivos del programa de eficiencia energética encomendados por PURA. Este programa de incentivos y los ingresos de bonos de rendimiento relacionados se consideran un “programa de ingresos alternativo” conforme a los GAAP. Los bonos anuales de desempeño se reconocen como ingresos cuando son aprobados por la PUCT, típicamente en el tercer o cuarto trimestre de cada año. En 2020 y 2019, la PUCT aprobó un bono de \$14 millones de dólares y \$9 millones de dólares que Oncor reconoció en ingresos en 2020 y 2019, respectivamente.

#### *División de ingresos*

En el siguiente cuadro se reflejan los ingresos por entrega eléctrica desglosados por tarifa:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre	
	2020	2019
<b><u>Ingresos operativos</u></b>		
<b>Ingresos que contribuyen a las ganancias:</b>		
Ingresos de base de distribución	\$ 2,156	\$ 2,143
Ingresos base de transmisión (ingresos TCOS)		
Facturado a terceros clientes mayoristas	803	681
Facturado a los REP que atienden a clientes de distribución de Oncor, a través de TCRF	446	391
Total de ingresos base de transmisión	1,249	1,072
Otros ingresos diversos	87	77
Total de ingresos que contribuyen a ganancias	3,492	3,292
<b>Ingresos recaudados por gastos de traspaso:</b>		
TCRF — servicio de transmisión mayorista de terceros	975	1,005
EECRF	44	50
Se recaudan ingresos por gastos de traspaso	1,019	1,055
<b>Total de ingresos operativos</b>	<b>\$ 4,511</b>	<b>\$ 4,347</b>

SIN TEXTD



Los clientes de distribución de Oncor consisten en aproximadamente 95 REP y ciertas cooperativas eléctricas en el área de servicio certificada de Oncor. Los consumidores de la electricidad que Oncor entrega son libres de elegir a su proveedor de electricidad de los REP que compiten por su negocio. Los ingresos de la base de transmisión de Oncor se reducen de las entidades que prestan servicios de carga que se benefician del sistema de transmisión de Oncor. Los clientes de transmisión de Oncor consisten en municipios, cooperativas eléctricas y otras sociedades de distribución. Las subsidiarias REP de los dos mayores clientes de Oncor representaron colectivamente el 25% y el 18% de los ingresos operativos totales de Oncor para el año terminado 2020, el 23% y el 18% para el año terminado 2019 y el 23% y 19% para el año terminado 2018. Ningún otro cliente representó más del 10% de los nuestros ni de los ingresos operativos totales de Oncor.

### ***Variabilidad***

Nuestros ingresos y flujos de efectivo están sujetos a estacionalidad, tiempo de facturación de clientes, condiciones climáticas y otros conductores de uso de electricidad, siendo los ingresos más altos en el verano. El pago se debe 35 días después de la facturación. En virtud de una norma de la PUCT relativa a la Certificación de Proveedores de Energía Eléctrica al Menudeo, las amortizaciones de cantidades incobrables adeudadas por los REP son recuperables como activo reglamentario.

### ***Gastos de traslado***

Los ingresos iguales a los gastos que se permiten traspasar a través de los clientes (principalmente el servicio de transmisión mayorista de terceros y los costos del programa de eficiencia energética) se reconocen en el momento en que se reconoce el gasto. Los impuestos de franquicia son evaluados por organismos gubernamentales locales, con base en kWh entregados y no son un concepto de “traslado”. Las tarifas que Oncor cobra a los clientes están destinadas a recuperar los impuestos de franquicia, pero Oncor no está actuando como representante para cobrar los impuestos de los clientes; por lo tanto, los impuestos de franquicia se reportan como un componente principal de “impuestos distintos a los montos relacionados con los impuestos sobre la renta” en lugar de una reducción a “ingresos” en el estado de resultados.

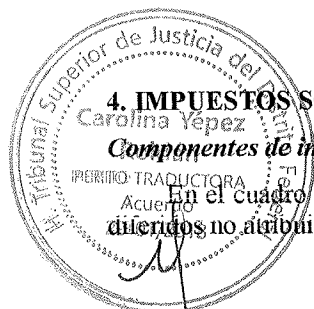
### ***Proyecto conjunto Lubbock con LP&L***

Actualmente Oncor está involucrado en un proyecto conjunto estimado de \$400 millones de dólares con LP&L, con costos y activos resultantes que en última instancia serán divididos por Oncor y LP&L, que implica la construcción fuera de líneas de transmisión para unir a la Ciudad de Lubbock al mercado ERCOT. Oncor está terminando la construcción, con LP&L reembolsando a Oncor durante el proyecto su parte de los costos de construcción. El activo relacionado con LP&L y un pasivo correspondiente permanecerán en el balance general de Oncor hasta el final del proyecto cuando el título de la parte LP&L de los activos transfiera a LP&L como proyecto de construcción único y no recurrente, la transferencia de titularidad se contabilizará como una venta de activos no financieros una vez concluida la construcción.



SIN TEXTO

SIN TEXTO



#### 4. IMPUESTOS SOBRE LA RENTA

##### Componentes de impuestos sobre la renta diferidos

En el cuadro que figura a continuación se proporcionan los componentes de nuestros impuestos sobre la renta diferidos no atribuibles a participaciones no controladoras.

	Al 31 de diciembre	
	2020	2019
Activos por impuestos diferidos:		
Sección 704c ingresos	\$ 211	\$ 199
Total	211	199
Pasivos por impuestos diferidos:		
Participación fuera de la diferencia de la base	85	85
Diferencia de la base en participación	1,438	1,337
Total	1,523	1,422
Pasivo por impuestos diferidos - neto	\$ 1,312	\$ 1,223

Los componentes de nuestro gasto del impuesto sobre la renta (beneficio) son los siguientes:

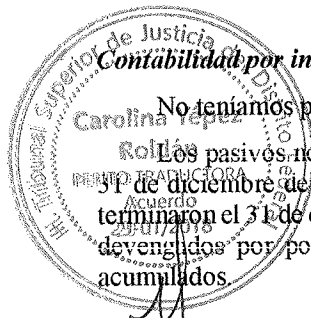
	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Reportados en gastos de operación:			
Actual:			
Federal de Estados Unidos	\$ 101	\$ 69	\$ 112
Estatad	22	22	21
Diferido Federal de Estados Unidos	27	49	21
Amortización de impuesto acreditable por inversión	(1)	(2)	(2)
Total reportado en gastos de operación	149	138	152
Reportados en otros ingresos y deducciones:			
Actual Federal de Estados Unidos	(23)	(16)	(18)
Diferido Federal de Estados Unidos	20	9	8
Total reportado en otros ingresos y deducciones	(3)	(7)	(10)
Total de provisión para impuestos sobre la renta	\$ 146	\$ 131	\$ 142

Conciliación de los impuestos sobre la renta computados a la tasa estatutaria federal de Estados Unidos con impuestos sobre la renta:

	Ejercicio que terminó el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Ingresos antes de impuestos sobre la renta	\$ 849	\$ 774	\$ 662
Impuestos sobre la renta a tasa estatutaria federal de Estados Unidos de 21%	\$ 178	\$ 163	\$ 139
Amortización de impuesto acreditable por inversión — neto de efecto impuesto diferido	(1)	(2)	(2)
Amortización de exceso de impuestos diferidos	(52)	(52)	(18)
Impuesto marginal de Texas, neto de beneficio fiscal federal	18	17	17
Otros	3	5	6
Gasto del impuesto sobre la renta	\$ 146	\$ 131	\$ 142
Tasa efectiva	17.2%	16.9%	21.5%

Al 31 de diciembre de 2020, se reportaron en el balance general montos netos de \$1.3 mil millones de dólares como impuestos sobre la renta diferidos acumulados. Al 31 de diciembre de 2019, se reportaron en el balance general montos netos de \$1.2 mil millones de dólares como impuestos sobre la renta diferidos acumulados. Estos montos incluyen \$1.4 mil millones de dólares relacionados con nuestra inversión en Oncor en ambos años. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, tenemos impuestos diferidos al activo neto por \$126 millones de dólares y \$114 millones de dólares, respectivamente, relacionados con nuestras diferencias de base externa en Oncor y cero en ambos años relacionados con nuestras otras diferencias temporales.

SIN TEXTO



### **Contabilidad por incertidumbre en impuestos sobre la renta de Texas**

No teníamos posiciones fiscales inciertas en 2020, 2019 y 2018.

Los pasivos no circulantes no incluyeron intereses devengados relacionados con posiciones fiscales inciertas al 31 de diciembre de 2020 y 2019. No se registraron montos relacionados con intereses y sanciones en los años que terminaron el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018. El beneficio del impuesto sobre la renta federal sobre los intereses devengados por posiciones fiscales inciertas, en su caso, se registra como impuestos sobre la renta diferidos y acumulados.

## **5. PRÉSTAMOS A CORTO PLAZO**

De acuerdo con nuestros estatutos sociales, Oncor Holdings (la empresa matriz) tiene prohibido incurrir directamente en endeudamiento por dinero prestado. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los empréstitos pendientes a corto plazo de Oncor en el marco de su Programa de PC y Línea de Crédito consistieron en lo siguiente:

	Al 31 de diciembre	
	2020	2019
Capacidad total de endeudamiento de la línea de crédito	\$ 2,000	\$ 2,000
Papel comercial pendiente a	(70)	(46)
Línea de crédito pendiente (b)	-	-
Cartas de crédito pendientes (c)	(9)	(10)
Crédito disponible no utilizado	\$ 1,921	\$ 1,944

- (a) Las tasas de interés promedio ponderadas para el papel comercial fueron de 0.17% y 1.84% al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, respectivamente.
- (b) Al 31 de diciembre de 2020, la tasa de interés aplicable para cualquier empréstito pendiente era LIBOR más 1.25%.
- (c) Las tasas de interés de las cartas de crédito pendientes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019 fueron de 1.45% y 1.20%, respectivamente, con base en las calificaciones crediticias de Oncor.

### **Programa de PC**

En marzo de 2018, Oncor estableció el Programa de PC, en virtud del cual podrá emitir Pagarés de PC sobre una base de colocación privada hasta un monto nominal o de la suerte principal máximo acumulado pendiente en cualquier momento de \$2 mil millones de dólares. El producto de los Pagarés de PC emitidos en el marco del Programa de PC se utiliza para el capital de trabajo y fines corporativos generales. El Programa de PC obtiene apoyo de liquidez de la Línea de Crédito de Oncor que se discute a continuación. Oncor podrá utilizar ya sea el Programa de PC o la Línea de Crédito a su opción, para cumplir con las necesidades de financiamiento.

### **Línea de crédito**

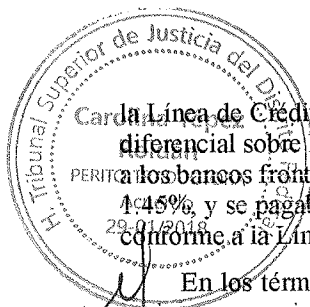
En noviembre de 2017, Oncor celebró un contrato de Línea de Crédito no garantizada de \$2 mil millones de dólares para ser utilizada para capital de trabajo y fines corporativos generales, emisión de cartas de crédito y apoyo para cualquier emisión de papel comercial. En noviembre de 2020, Oncor celebró una modificación a la Línea de Crédito que amplió su fecha de vencimiento por un año hasta noviembre de 2023. Oncor podrá solicitar aumentos en su capacidad de empréstito en incrementos de no menos de \$100 millones de dólares, que no excedan los \$400 millones de dólares en el total, siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones, entre ellas las aprobaciones de las prestamistas. La Línea de Crédito también le da a Oncor la opción de solicitar hasta dos prórrogas de un año, con tales prórrogas sujetas a ciertas condiciones y aprobaciones de las prestamistas.

La Línea de Crédito contiene términos en virtud de los cuales las tasas de interés cobradas en virtud del acuerdo podrán ajustarse dependiendo de las calificaciones crediticias de Oncor. Los empréstitos en virtud de la Línea de Crédito tienen intereses a tasas anuales iguales a, a opción de Oncor, (i) LIBOR ajustado más un diferencial que oscila entre 1.125% y 1.750% dependiendo de las calificaciones crediticias asignadas a la deuda a largo plazo reforzada no crediticia con garantía preferencial de Oncor, o (ii) una tasa base alterna (la más alta de (1) la tasa premium de JPMorgan Chase, (2) la mayor de la tasa efectiva de los fondos federales o la tasa bancaria a un día, más 0.50%, y (3) LIBOR ajustado más 1.00%) más un diferencial que va de 0.125% a 0.750% dependiendo de las calificaciones crediticias asignadas a la deuda reforzada no crediticia preferencial de Oncor a largo plazo. Los montos tomados en préstamo en virtud de la Línea de Crédito, una vez devueltos, pueden volver a prestarse en cualquier momento.

Se paga trimestralmente una comisión de compromiso no utilizada vencida y la rescisión o reducción de compromiso a una tasa igual a 0.075% a 0.225% (tal diferencial dependiendo de ciertas calificaciones crediticias asignadas a la deuda asegurada preferencial de Oncor) de los compromisos diarios no utilizados conforme a la Línea de Crédito. Las comisiones por carta de crédito sobre el monto declarado de las cartas de crédito emitidas en virtud de

SIN TEXTO





La Línea de Crédito son pagaderas a las prestamistas trimestralmente vencidas y la rescisión a una tasa anual igual al diferencial sobre la tasa LIBOR ajustada. También se pagan comisiones consuetudinarias de frentes y administrativas a los bancos frontales de la carta de crédito. Al 31 de diciembre de 2020, las cartas de crédito presentaban intereses en 4.45% y se pagaba una comisión de compromiso (a una tasa de 0.10% anual) sobre los compromisos no financiados conforme a la Línea de Crédito, cada uno basado en las calificaciones crediticias actuales de Oncor.

En los términos del Línea de Crédito, los compromisos de las prestamistas para hacer préstamos a Oncor son varios y no conjuntos. En consecuencia, si alguna prestamista no hace préstamos a Oncor, la liquidez disponible de Oncor podría reducirse en un monto hasta el monto acumulado de los compromisos de dicha prestamista en virtud del crédito.

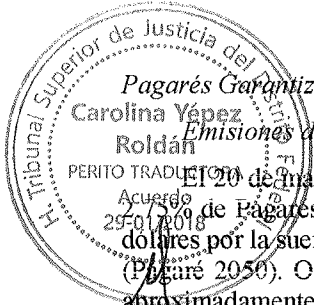
## 6. DEUDA A LARGO PLAZO

De acuerdo con nuestros estatutos sociales, Oncor Holdings (matriz) tiene prohibido incurrir directamente en endeudamiento por dinero prestado. La deuda garantizada de Oncor está asegurada mediante un gravamen preferente sobre ciertos activos de transmisión y distribución de manera equitativa y rutinaria con todo el otro endeudamiento garantizado de Oncor. Consulte la "Fideicomiso de Garantía" a continuación para obtener información adicional. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la deuda a largo plazo de Oncor consistió en lo siguiente:

	Al 31 de diciembre	
	2020	2019
8.50% Pagaré Preferencial, Serie C, con vencimiento al 30 de diciembre de 2020	-	14
4.10% Pagaré Preferencial, con vencimiento al 1 de junio de 2022	400	400
7.00% Obligaciones sin garantía con vencimiento 1 de septiembre de 2022	482	482
2.75% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de junio de 2024	500	500
2.95% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de abril de 2025	350	350
0.55% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de octubre de 2025	450	-
3.86% Pagaré Preferencial, Serie A, con vencimiento al 3 de diciembre de 2025	174	174
3.86% Pagaré Preferencial, Serie B, con vencimiento al 14 de enero de 2026	38	38
3.70% Pagaré Preferencial con vencimiento al 15 de noviembre de 2028	650	650
5.75% Pagaré Preferencial con vencimiento al 15 de marzo de 2029	318	318
7.25% Pagaré Preferencial, Serie B, con vencimiento al 30 de diciembre de 2029	-	36
2.75% Pagaré Preferencial con vencimiento al 15 de mayo de 2030	400	-
6.47% Pagaré Preferencial, Serie A, con vencimiento al 30 de septiembre de 2030	-	83
7.00% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de mayo de 2032	494	500
7.25% Pagaré Preferencial con vencimiento al 15 de enero de 2033	323	350
7.50% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de septiembre de 2038	300	300
5.25% Pagaré Preferencial con vencimiento al 30 de septiembre de 2040	475	475
4.55% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de diciembre de 2041	400	400
5.30% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de junio de 2042	348	500
3.75% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de abril de 2045	550	550
3.80% Pagaré Preferencial con vencimiento al 30 de septiembre de 2047	325	325
4.10% Pagaré Preferencial con vencimiento al 15 de noviembre de 2048	450	450
3.80% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de junio de 2049	500	500
3.10% Pagaré Preferencial con vencimiento al 15 de septiembre de 2049	700	700
3.70% Pagaré Preferencial con vencimiento al 15 de mayo de 2050	400	-
5.35% Pagaré Preferencial con vencimiento al 1 de octubre de 2052	300	-
Deuda asegurada a largo plazo	9,327	8,221
Tasa variable no garantizada:		
Contrato de crédito con préstamo a plazo con vencimiento al 6 de octubre de 2020	-	460
Deuda total a largo plazo	9,327	8,681
Descuento no amortizado y costos de emisión de deuda	(98)	(56)
Menos cantidad adeudada actualmente	-	(608)
Deuda a largo plazo, menos cantidades adeudadas actualmente	\$ 9,229	\$ 8,017

*Actividad relacionada con la deuda a largo plazo en 2020*

SIN TEXTO



*Pagarés Garantizados Preferenciales*

Carolina Yépez  
Roldán

*Emissiones de los Pagarés 2030 y 2050*

El 20 de marzo de 2020, Oncor completó una venta de \$400 millones de dólares por la suerte principal total de \$400 millones de dólares por la suerte principal total de 3.70% de Pagarés Garantizados Preferenciales vencidos el 15 de mayo de 2030 (Pagaré 2030) y \$400 millones de dólares por la suerte principal total de 3.70% de Pagarés Garantizados Preferenciales vencidos el 15 de mayo de 2050 (Pagaré 2050). Oncor utilizó los ingresos (netos del descuento inicial de los compradores, honorarios y gastos) de aproximadamente \$790 millones de dólares procedentes de la venta de los Pagarés 2030 y 2050 para fines corporativos generales, incluido el pago de deuda a corto y largo plazo.

Los Pagarés 2030 y 2050 se emitieron conforme a lo dispuesto en un Documento Indentado, de fecha a 1 de agosto de 2002, entre Oncor y The Bank of New York Mellon Trust Company, N.A. (como sucesor de The Bank of New York Mellon, anteriormente denominado The Bank of New York) (vigente y suplementada, el Documento Indentado). Los Pagarés 2030 y 2050 constituyen cada uno, una serie separada de pagarés conforme al Documento Indentado, pero serán tratados junto con los demás títulos de deuda pendientes de Oncor emitidos en virtud del Documento Indentado para modificaciones y exoneraciones y para tomar ciertas otras acciones.



**SIN TEXTO**

**SIN TEXTO**



El Pagaré 2030 tiene una tasa de interés de 2.75% anual y vence el 15 de mayo de 2030. El Pagaré 2050 tiene una tasa de interés de 3.70% anual y vence el 15 de mayo de 2050. Los intereses sobre el Pagaré 2030 y el Pagaré 2050 son pagaderos en efectivo semestralmente vencidos el 15 de mayo y el 15 de noviembre de cada año, y el primer pago de intereses venció el 15 de noviembre de 2020. Previo al 15 de febrero de 2030, en el caso del Pagaré 2030 y el 15 de noviembre de 2049, en el caso del Pagaré 2050, Oncor podrá canjear dichos pagarés en cualquier momento, total o parcialmente, a un precio igual al 100% de la suerte principal, más los intereses devengados y no pagados y una prima por "indemnización". A partir del 15 de febrero de 2030, en el caso del Pagaré 2030 y del 15 de noviembre de 2049, en el caso del Pagaré 2050, Oncor podrá canjear dichos Pagarés en cualquier momento, total o parcialmente, a un precio de redención igual al 100% del importe principal de dichos Pagarés, más los intereses devengados y no pagados.

Los Pagarés 2030 y 2050 se emitieron en una colocación privada y no se registraron conforme a la Ley de Valores. En agosto de 2020, Oncor completó una oferta con los tenedores de los Pagarés 2030 y 2050 para canjear sus respectivos pagaderos por pagaderos que tengan términos idénticos en todos los aspectos sustanciales a los Pagarés 2030 y 2050 (Pagarés de Intercambio), excepto que los Pagarés de Intercambio no contienen términos con respecto a restricciones de transferencia, derechos de registro y pago de intereses adicionales por incumplimiento de ciertas obligaciones en un determinado contrato de derechos de registro. Los Pagarés de Intercambio se registraron en un Formulario S-4, el cual fue declarado en vigor en julio de 2020.

#### *Intercambio de deuda y emisión del Pagaré 2052*

El 23 de septiembre de 2020, Oncor emitió el Pagaré Garantizado Preferencial al 5.35% con vencimiento en 2052 (el Pagaré 2052) por la suerte principal total de \$300 millones de dólares a cambio de una suerte principal total similar de cierta deuda garantizada preferencial existente de Oncor, consistente en (i) el Pagaré Preferencial Serie B al 7.25% de Oncor con vencimiento el 30 de diciembre de 2029 (el Pagaré de la Serie B) por la suerte principal total de \$35 millones de dólares, (ii) el Pagaré Preferencial Serie A al 6.47% de Oncor con vencimiento el 30 de septiembre de 2030 (el Pagaré de la Serie A) por la suerte principal total de \$80 millones de dólares, (iii) el Pagaré Garantizado Preferencial al 7.00% de Oncor con vencimiento el 1 de mayo de 2032 por la suerte principal total de \$6 millones de dólares, (iv) el Pagaré Garantizado Preferencial al 7.25% de Oncor con vencimiento el 15 de enero de 2033 por la suerte principal total de \$27 millones de dólares, y (v) el Pagaré Garantizado Preferencial al 5.30% de Oncor con vencimiento el 1 de junio de 2042 por la suerte principal total de \$152 millones de dólares. Oncor no recibió ganancias del intercambio.

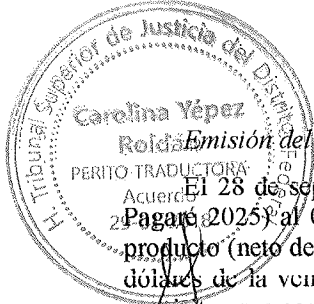
Se emitió el Pagaré 2052 en cumplimiento con lo dispuesto en el Documento Indentado. El Pagaré 2052 constituye una serie separada de pagarés conforme al Documento Indentado, pero serán tratados junto con otros títulos de deuda pendientes de Oncor emitidos en virtud del Documento Indentado para modificaciones y exoneraciones y para tomar ciertas otras acciones.

El Pagaré 2052 causa intereses a una tasa de 5.35% anual y vence el 1 de octubre de 2052. Los intereses sobre el Pagaré 2052 se pagarán en efectivo semestralmente vencidos el 1 de abril y el 1 de octubre de cada año, y el primer pago de intereses vence el 1 de abril de 2021. Antes del 1 de abril de 2052, Oncor podrá canjear el Pagaré 2052 en cualquier momento, en su totalidad o en parte, a un precio igual al 100% de la suerte principal, más intereses devengados y no pagados y una prima por "indemnización". A partir del 1 de abril de 2052, Oncor podrá canjear el Pagaré 2052 en cualquier momento, total o parcialmente, a un precio de redención igual al 100% del importe principal de dicho Pagaré 2052, más los intereses devengados y no pagados.

El Pagaré 2052 fue emitido en una colocación privada y no fue registrado en virtud de la Ley de Valores. Oncor ha acordado, sin perjuicio de ciertas excepciones, registrarse ante los pagarés de la SEC que tengan términos sustancialmente idénticos a los del Pagaré 2052 (excepto las disposiciones relativas a la restricción de transferencia y pago de intereses adicionales) como parte de la oferta de Oncor de intercambio libremente comerciable para el Pagaré 2052. Oncor ha acordado utilizar esfuerzos comercialmente razonables para hacer que la oferta de intercambio se complete dentro de los 315 días posteriores a la fecha de emisión del Pagaré 2052. Si una declaración de registro para la oferta de intercambio no es declarada efectiva por la SEC dentro de los 270 días siguientes a la fecha de emisión del Pagaré 2052 o la oferta de intercambio no se completa dentro de los 315 días siguientes a la fecha de emisión del Pagaré 2052 (un incumplimiento del intercambio), entonces la tasa de interés anual del Pagaré 2052 aumentará 50 puntos base anuales hasta el vencimiento del incumplimiento de intercambio o el segundo aniversario de la fecha de emisión del Pagaré 2052, lo que suceda primero.



SIN TEXTO



### Emisión del Pagaré 2025

El 28 de septiembre de 2020, Oncor emitió el Pagaré Garantizado Preferencial con vencimiento en 2025 (el Pagaré 2025) al 0.55% por la suerte principal acumulada de \$450 millones de dólares. Oncor pretende utilizar el producto (neto del descuento inicial de los compradores, honorarios y gastos) de aproximadamente \$443 millones de dólares de la venta del Pagaré 2025 para financiar o refinanciar, total o parcialmente, proyectos que cumplan los requisitos que consisten en inversiones o gastos con negocios propiedad de minorías y mujeres proveedores conforme al marco de bonos sustentables de Oncor. El producto neto podrá invertirse temporalmente en efectivo, equivalentes en efectivo y/o valores del gobierno de Estados Unidos de acuerdo con las políticas de administración de efectivo de Oncor o utilizarse para reembolsar ciertos otros endeudamientos, o ambos.

El pagaré 2025 se emitió conforme a lo dispuesto en el Documento Indentado. El pagaré 2025 constituye una serie separada de pagarés conforme al Documento Indentado, pero serán tratados junto con otros títulos de deuda pendientes de Oncor emitidos en virtud del Documento Indentado para modificaciones y exoneraciones y para tomar ciertas otras acciones.

El Pagaré 2025 causa intereses a una tasa de 0.55% anual y vence el 1 de octubre de 2025. Los intereses sobre el Pagaré 2025 se pagarán en efectivo semestralmente vencidos el 1 de abril y el 1 de octubre de cada año, y el primer pago de intereses vence el 1 de abril de 2021. Antes del 1 de septiembre de 2025, Oncor podrá canjear el Pagaré 2025 en cualquier momento, total o parcialmente, a un precio igual al 100% de la suerte principal, más intereses devengados y no pagados y una prima por "indemnización". A partir del 1 de septiembre de 2025, Oncor podrá canjear el Pagaré 2025 en cualquier momento, total o parcialmente, a un precio de redención igual al 100% del monto de la suerte principal del Pagaré 2025, más los intereses devengados y no pagados.

El Pagaré 2025 fue emitido en una colocación privada y no fue registrado en virtud de la Ley de Valores. Oncor ha acordado, sujeto a ciertas excepciones, registrarse ante los Pagarés de la SEC que tengan términos sustancialmente idénticos a los de 2025 (excepto las disposiciones relativas a la restricción de transferencia y pago de intereses adicionales) como parte de la oferta de Oncor de canje libremente comerciable para el Pagaré 2025. Oncor ha acordado utilizar esfuerzos comercialmente razonables para hacer que la oferta de intercambio se complete dentro de los 315 días posteriores a la fecha de emisión del Pagaré 2025. Si una declaración de registro para la oferta de intercambio no es declarada en vigor por la SEC dentro de los 270 días siguientes a la fecha de emisión del Pagaré 2025 o la oferta de intercambio no se completa dentro de los 315 días siguientes a la fecha de emisión del Pagaré 2025 (un incumplimiento de intercambio), entonces la tasa de interés anual del Pagaré 2025 aumentará 50 puntos base anuales hasta el vencimiento del incumplimiento del intercambio o el segundo aniversario de la fecha de emisión del Pagaré 2025, lo que suceda primero.

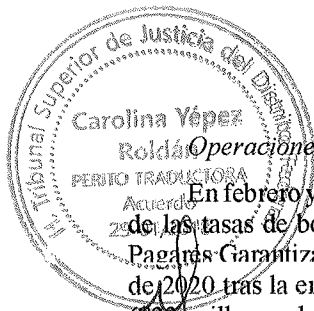
### *Contrato de Crédito con Préstamo a Plazo enero 2020*

El 28 de enero de 2020, Oncor celebró un contrato de crédito con préstamo a plazo no garantizado por \$450 millones que tenía fecha de vencimiento el 1 de junio de 2021 (Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de enero de 2020). Oncor pidió prestado un acumulado de \$450 millones de dólares en virtud del Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de enero de 2020, que consta de \$163 millones de dólares el 29 de enero de 2020, \$55 millones el 28 de febrero de 2020 y \$232 millones el 17 de marzo de 2020. El producto de cada empréstito se utilizó para fines corporativos generales, incluido el reembolso de las notas pendientes en el marco del Programa de PC de Oncor. Los préstamos en el marco del Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de enero de 2020 tienen intereses a tasas anuales iguales al LIBOR más 0.50%. El 23 de diciembre de 2020, Oncor reembolsó todos los empréstitos pendientes en virtud del Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de enero de 2020, y como resultado ya no está en vigor.

### *Contrato de Crédito con Préstamo a Plazo marzo 2020*

El 23 de marzo de 2020, Oncor celebró un contrato de crédito con préstamo a plazo no garantizado (Contrato de Crédito con Préstamo a Plazo de marzo de 2020) con un compromiso igual a una la suerte principal acumulada de \$350 millones de dólares. Oncor suscribió una modificación al Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de marzo de 2020 en junio de 2020. El Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo vigente de marzo de 2020 tenía fecha de vencimiento el 30 de junio de 2021 y preveía que los préstamos tuvieran intereses a tasas anuales iguales a la tasa LIBOR más 0.95%. Oncor pidió prestado un total de \$110 millones de dólares en virtud del Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de marzo de 2020, que consiste en \$15 millones de dólares y \$95 millones de dólares el 30 de junio de 2020 y el 31 de julio de 2020, respectivamente. El producto de cada empréstito se utilizó para fines corporativos generales, incluido el reembolso de las notas pendientes en el marco del Programa de PC de Oncor. El 28 de septiembre de 2020, Oncor reembolsó todos los empréstitos pendientes en virtud del Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de marzo de 2020, y como resultado ya no está en vigor.

SIN TEXTO



### *Operaciones por cobertura de tasas de interés*

En febrero y marzo de 2020, Oncor realizó operaciones de cobertura de tipos de interés que cubrían la variabilidad de las tasas de bonos de referencia utilizadas para determinar las tasas de interés sobre las emisoras anticipadas de Pagares Garantizados Preferenciales de diez años y treinta años de antigüedad. Las coberturas se terminaron en marzo de 2020 tras la emisión por Oncor del Pagaré 2030 y del Pagaré 2050. Oncor reconoció una pérdida de \$29 millones (\$23 millones después de impuestos) relacionada con el valor razonable de las operaciones de cobertura en otras pérdidas integrales acumuladas. Oncor espera que aproximadamente \$4 millones de dólares del monto reportado en otras pérdidas integrales acumuladas al 31 de diciembre de 2020 relacionadas con las coberturas de tipos de interés se reclasifiquen en utilidades netas como un aumento al gasto por intereses dentro de los próximos 12 meses, incluido \$2 millones de dólares de las operaciones del año en curso.

### *Reintegros de la deuda*

Los reembolsos de deuda a largo plazo durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2020 incluyeron \$14 millones de dólares por la suerte principal de los Pagares Garantizados Preferenciales al 8.50% de Oncor Serie C vencidos el 30 de diciembre de 2020 (Pagaré de la Serie C), \$126 millones de dólares por la suerte principal total de los Pagares Garantizados Preferenciales al 5.75% de Oncor vencidos el 30 de septiembre de 2020, \$110 millones de dólares por la suerte principal prestado en virtud del Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de Marzo de 2020, \$450 millones de dólares de capital prestado en virtud del Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de enero de 2020, \$460 millones de dólares por la suerte principal prestados en virtud de un contrato de crédito con préstamo a plazo suscrito en septiembre de 2019 (Contrato de Crédito con Préstamo a Plazo de 2019) y \$5 millones de dólares por la suerte principal de la deuda amortizada trimestral para los Pagares de la Serie A, Pagares de la Serie B, y Pagares de la Serie C de Oncor. Los Pagares de la Serie A, Pagares de la Serie B y Pagares de la Serie C se emitieron conforme a un contrato de compra de pagarés, de fecha al 3 de mayo de 2019. Derivado del intercambio de Pagares Garantizados Preferenciales de septiembre de 2020, en el que se canjearon todos los Pagares de la Serie A y de los Pagares de la Serie B pendientes por una suerte principal similar del Pagaré 2052, y el reembolso del 30 de diciembre de 2020 del Pagaré de la Serie C al vencimiento, no quedan pendientes en virtud de esa compra del pagaré. La suerte principal de \$460 millones de dólares reembolsado en virtud del Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de 2019, la suerte principal de \$450 millones de dólares reembolsado en virtud del Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de enero de 2020 y la suerte principal de \$110 millones de dólares reembolsada en virtud del Contrato de Crédito a Plazo de marzo de 2020 esos acuerdos respectivos, y como resultado de esos reembolsos, ya no están vigentes el Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo 2019, el Contrato de Crédito a Plazo de enero de 2020 y el Contrato de Crédito de Préstamo a Plazo de marzo de 2020.

### *Fideicomiso de Garantía*

La deuda garantizada de Oncor está asegurada en igualdad de condiciones y con la misma calificación mediante un gravamen preferente sobre ciertos activos de transmisión y distribución de Oncor. El inmueble está hipotecado conforme a la Fideicomiso de Garantía. El Fideicomiso de Garantía nos permite asegurar el endeudamiento con el gravamen de la Fideicomiso de Garantía hasta el acumulado de (i) el monto de los créditos de bonos disponibles, y (ii) el 85% del menor del valor razonable o costo de ciertas adiciones patrimoniales que podrían certificarse ante el representante de la garantía de la Fideicomiso de Garantía. Al 31 de diciembre de 2020, el monto de los créditos de bonos disponibles era de \$2.115 mil millones de dólares y el monto de la deuda futura que Oncor podría asegurar con adiciones patrimoniales, sujeto a que esas adiciones inmobiliarias sean certificadas ante el representante de la garantía de la Fideicomiso de Garantía, fue de \$3.328 mil millones de dólares.

Los empréstitos conforme al Programa de PC, la Línea de Crédito y los contratos de crédito con préstamo a plazo no están garantizados.

### *Vencimientos*

Los vencimientos de deuda a largo plazo de Oncor al 31 de diciembre de 2020, son los siguientes:

Año	Monto
2021	\$ -
2022	882
2023	-
2024	500
2025	974
A partir de entonces	6,971
Descuento no amortizado y costos de emisión de deuda	(98)
Total	\$ 9,229

SIN TEXTO





### **Valor razonable de la deuda a largo plazo**

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el valor razonable estimado de la deuda a largo plazo (incluidos los vencimientos circulantes) sumó \$11.638 mil millones de dólares y \$10.003 mil millones de dólares, respectivamente, y el monto en libros sumó \$9.229 mil millones de dólares y \$8.625 mil millones de dólares, respectivamente. El valor razonable se estima utilizando datos observables de mercado, representando valoraciones de Nivel 2 conforme a normas contables relacionadas con la determinación del valor razonable.

## **7. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS**

### **Arrendamientos**

#### *General*

Existe un arrendamiento cuando un contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un periodo a cambio de una contraprestación. En su calidad de arrendatario, los activos arrendados de Oncor consisten principalmente en la flota vehicular de Oncor e inmuebles arrendados para oficinas de la sociedad y centros de servicio. Los arrendamientos de Oncor se contabilizan como arrendamientos operativos tanto para fines de GAAP como para fines de proceso de fijación de tarifas. Oncor generalmente reconoce los costos de arrendamiento operativo en línea recta a lo largo del plazo de arrendamiento en gastos de operación. Nosotros o Oncor no somos arrendadores de ningún contrato de arrendamiento significativo.

A partir de la fecha de inicio del arrendamiento, Oncor reconoce un pasivo de arrendamiento por la obligación de Oncor de realizar pagos de arrendamiento, el cual se mide inicialmente al valor actual utilizando la tasa de endeudamiento incremental de Oncor en la fecha de inicio del arrendamiento, a menos que la tasa implícita en el arrendamiento sea fácilmente determinable. Oncor determina su tasa de endeudamiento incremental con base en la tasa de interés que tendría que pagar para pedir prestado un monto igual a los pagos de arrendamiento sobre una base de garantía a lo largo de un plazo similar en un entorno económico similar. Oncor también registra un activo ROU por su derecho a utilizar el activo subyacente, el cual es inicialmente igual al pasivo por arrendamiento y ajustado por cualquier pago de arrendamiento realizado al inicio del arrendamiento o antes de éste, incentivos de arrendamiento y cualquier costo directo inicial.

Algunos de los contratos de arrendamiento de Oncor contienen componentes sin arrendamiento, que representan artículos o actividades que transfieren un bien o servicio. Oncor separa los componentes de arrendamiento de los componentes no arrendados, en su caso, para los arrendamientos de vehículos de flota y bienes inmuebles de Oncor a efectos de calcular el pasivo de arrendamiento relacionado y el activo ROU.

Algunos de los arrendamientos de Oncor incluyen opciones para extender los términos de arrendamiento hasta por 20 años, mientras que otros incluyen opciones para rescindir anticipadamente. Los pasivos por arrendamiento y activos ROU de Oncor se basan en términos de arrendamiento que pueden incluir tales opciones para extender o dar por terminado el arrendamiento cuando es razonablemente seguro que Oncor ejercerá esa opción.

#### *Arrendamientos a corto plazo*

Algunos de los contratos de Oncor son arrendamientos a corto plazo, los cuales tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos al inicio del arrendamiento. Según lo permitido por los GAAP, nosotros y Oncor no reconocemos un pasivo por arrendamiento o un activo ROU derivado de arrendamientos a corto plazo para todas las clases existentes de activos subyacentes. Nosotros y Oncor reconocemos los costos de arrendamiento a corto plazo en línea recta a lo largo del plazo del arrendamiento.

SIN TEXT0



### Obligaciones de arrendamiento, costos de arrendamiento y otros datos suplementarios

En los siguientes cuadros se resume la información de arrendamiento del balance general consolidado al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

#### Arrendamientos operativos:

##### Activos ROU:

	Al 31 de diciembre	
	2020	2019
Arrendamiento operativo de ROU, proyecto conjunto de terceros y otros activos	\$ 132	\$ 92

##### Pasivos de arrendamiento:

Arrendamiento operativo y otros pasivos circulantes	\$ 29	\$ 26
Arrendamiento operativo, proyecto conjunto de terceros y otras obligaciones	124	66
Total de pasivos por arrendamiento operativo	\$ 153	\$ 92

Plazo restante de arrendamiento medio ponderado (en años)	7	4
Tasa de descuento media ponderada	2.8%	3.3%

Los componentes de los costos de arrendamiento y efectivo pagados por los montos incluidos en la medición de los pasivos de arrendamiento en 2020 y 2019 fueron los siguientes:

	Año que terminó el 31 de diciembre	
	2020	2019
<u>Costo de arrendamiento operativo:</u>		
Costos de arrendamiento operativo (incluidos los montos asignados a bienes, plantas y equipos)	\$ 42	\$ 40
Costos de arrendamiento a corto plazo	10	34
Total de costos de arrendamiento operativo	\$ 52	\$ 74

#### Pagos de arrendamiento operativo:

Efectivo pagado por montos incluidos en la medición de pasivos de arrendamiento	\$ 35	\$ 32
---	-------	-------

SIN TEXTO



En el siguiente cuadro se presenta el análisis de vencimiento de los pasivos por arrendamiento y la conciliación con el valor presente de los pasivos por arrendamiento:

Año	Monto
2021	\$ 33
2022	30
2023	23
2024	17
2025	9
A partir de entonces	58
Total de pagos de arrendamiento sin descuento	170
Menos intereses imputados	(17)
Total de obligaciones de arrendamiento operativo	\$ 153

### ***Gastos de capital***

En el marco de la Adquisición de Semptra, Oncor se ha comprometido a hacer gastos de capital acumulados mínimos iguales a por lo menos \$7.5 mil millones de dólares durante el quinquenio que concluye el 31 de diciembre de 2022. Los gastos de capital de Oncor del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2020 sumaron \$6.4 mil millones de dólares.

### ***Gasto de eficiencia energética***

Se requiere que Oncor invierta anualmente en programas diseñados para mejorar las eficiencias de la demanda de electricidad de los clientes para satisfacer los requerimientos regulatorios en curso. El requisito para el año 2021 es de \$52 millones de dólares lo cual es recuperable en tarifas.

### ***Procedimientos legales/reglamentarios***

Nosotros y Oncor estamos involucrados en diversos procedimientos legales y administrativos en el curso normal de los negocios, cuya resolución última, a juicio de la dirección, no debe tener un efecto sustancial sobre nuestra posición financiera, resultados de operaciones o flujos de efectivo.

### ***Contratos laborales***

Al 31 de diciembre de 2020, aproximadamente el 17% de los empleados a tiempo completo de Oncor estaban representados por un sindicato de trabajo y cubiertos por un convenio colectivo de negociación que vence en octubre de 2022.

### ***Contingencias ambientales***

Oncor debe cumplir con las leyes y reglamentos ambientales aplicables al manejo y eliminación de residuos peligrosos. Oncor está en cumplimiento de todas las leyes y reglamentos vigentes; sin embargo, el impacto, en su caso, de los cambios a la normatividad existente o de la implementación de nuevos reglamentos no es determinable. Los costos para cumplir con la normativa ambiental pueden verse afectados de manera significativa por los siguientes eventos o condiciones externas:

- cambios a la reglamentación estatal o federal existente por parte de autoridades gubernamentales que tengan jurisdicción sobre el control de sustancias tóxicas y desechos peligrosos y sólidos, y otros asuntos ambientales, y
- la identificación de sitios adicionales que requieran limpieza o la presentación de otras denuncias en las que se pueda afirmar que Oncor es un posible responsable.

No hemos identificado ningún pasivo ambiental potencial significativo en este momento.



GIN TEXT0



## 8. PARTICIPACIÓN DE LOS SOCIOS - ONCOR HOLDINGS

### *Contribuciones en efectivo*

El 16 de febrero de 2021, Oncor Holdings recibió contribuciones de capital en efectivo de sus socios por un total de \$50 millones de dólares. Durante 2020, Oncor Holdings recibió las siguientes contribuciones en efectivo de capital de sus socios, cada una de las cuales contribuyó posteriormente a Oncor.

Recibido	Monto
23 de diciembre de 2020	\$ 290
22 de diciembre de 2020	70
27 de octubre de 2020	62
28 de julio de 2020	70
27 de abril de 2020	70
18 de febrero de 2020	70
	<u>\$ 632</u>

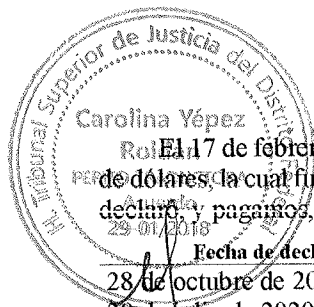
### *Distribuciones en efectivo*

Si bien no existen restricciones directas en nuestra capacidad de distribuir nuestros ingresos netos que actualmente son importantes, sustancialmente todos nuestros ingresos netos se derivan de Oncor. Nuestro consejo de administración y el consejo de administración de Oncor, que están compuestos cada uno por una mayoría de Consejeros Independientes, pueden retener distribuciones en la medida en que dicho consejo determine que es necesario retener dichos montos para cumplir con los requisitos futuros esperados de la sociedad respectiva.

Las distribuciones de Oncor están limitadas por el requisito de mantener su estructura de capital reglamentario por debajo del nivel de endeudamiento establecido periódicamente por la PUCT para fines de elaboración de fijación de tarifas. La PUCT tiene la autoridad para determinar qué tipos de deuda y de capital se incluyen el nivel de endeudamiento de un servicio público. Para efectos de esta relación, la deuda se calcula como deuda a largo plazo incluido cualquier arrendamiento financiero más ganancias no amortizadas sobre deuda readquirida menos gastos de emisión no amortizados, primas y pérdidas sobre deuda readquirida. El capital neto se calcula como participación de los socios determinado de acuerdo con los GAAP, excluyendo de una operación de 2007 otras pérdidas integrales acumuladas y los efectos de la contabilidad de adquisiciones.

La resolución de la PUCT emitida en la Adquisición de Sempra y cada uno de nuestros acuerdos de sociedades de responsabilidad limitada y de Oncor establecen diversas restricciones a las distribuciones a los socios. Entre esas restricciones está el compromiso de que Oncor no hará distribuciones que provocarían que Oncor superara el nivel de endeudamiento autorizado de la PUCT. La actual estructura de capital reglamentario autorizado de Oncor es de 57.5% de deuda a 42.5% de capital. En las restricciones de distribución también se incluye la capacidad del consejo de administración de Oncor, una mayoría de los Consejeros Independientes, o cualquiera de los dos consejeros miembros designados por Texas Transmission para limitar las distribuciones en la medida en que cada uno determine que es necesario cumplir con los requisitos futuros esperados de Oncor (incluido el cumplimiento continuo del compromiso del nivel de endeudamiento de la PUCT). Al 31 de diciembre de 2020, la capitalización regulatoria de Oncor fue de 52.8% de deuda a 47.2% de capital, y como resultado Oncor contaba con \$1.426 mil millones de dólares disponibles para distribuirlos a sus socios.

SIN TEXTO



El 17 de febrero de 2021, nuestro consejo de administración declaró una distribución en efectivo de \$77 millones de dólares, la cual fue pagada a nuestro socio el 18 de febrero de 2021. Durante 2020, nuestro consejo de administración declaró, y pagamos, las siguientes distribuciones en efectivo a nuestro socio:

Fecha de declaración	Fecha de pago	Monto
28 de octubre de 2020	29 de octubre de 2020	\$ 66
29 de julio de 2020	30 de julio de 2020	74
29 de abril de 2020	30 de abril de 2020	73
19 de febrero de 2020	20 de febrero de 2020	73
		<u>\$ 286</u>

Durante 2019, nuestro consejo de administración declaró, y pagamos, las siguientes distribuciones en efectivo a nuestro socio:

Fecha de declaración	Fecha de pago	Monto
29 de octubre de 2019	31 de octubre de 2019	\$ 85
30 de julio de 2019	31 de julio de 2019	53
1 de mayo de 2019	2 de mayo de 2019	54
20 de febrero de 2019	22 de febrero de 2019	54
		<u>\$ 246</u>

#### ***Otras utilidades (pérdidas) integrales acumuladas (AOCI) - Oncor Holdings***

En el siguiente cuadro se presentan los cambios a AOCI atribuibles a Oncor Holdings para los ejercicios fiscales terminados 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 netos de impuesto:

	Coberturas de flujo de caja - intercambios de tasas de interés	Planes de pensiones de prestaciones definidas y planes OPEB	Otras utilidades (pérdidas) integrales acumuladas
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ (14)	\$ (67)	\$ (81)
Planes de pensiones de prestaciones definidas	-	(13)	(13)
Montos de cobertura de flujo de caja reclasificados de AOCI y reportados en gastos por intereses y cargos relacionados	2	-	2
Saldo al 31 de diciembre de 2018	<u>\$ (12)</u>	<u>\$ (80)</u>	<u>\$ (92)</u>
Planes de pensiones de prestaciones definidas	-	17	17
Montos de cobertura de flujo de caja reclasificados de AOCI y reportados en gastos por intereses y cargos relacionados	1	-	1
Efectos fiscales reclasificados de ASU 2018-02	(4)	(14)	(18)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	<u>\$ (15)</u>	<u>\$ (77)</u>	<u>\$ (92)</u>
Planes de pensiones de prestaciones definidas	-	6	6
Montos de cobertura de flujo de caja reclasificados de AOCI y reportados en gastos por intereses y cargos relacionados	(16)	-	(16)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	<u>\$ (31)</u>	<u>\$ (71)</u>	<u>\$ (102)</u>

SIN TEXTO





## 9. PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA

Al 31 de diciembre de 2020, la propiedad de Oncor era del 80.25% en poder de nosotros y del 19.75% en posesión de Texas Transmission. El valor contable de las participaciones no controladoras excede su porcentaje de propiedad debido a la porción de los impuestos diferidos de Oncor no atribuible a las participaciones no controladoras.

## 10. PLANES DE PRESTACIONES PARA EMPLEADOS

### *Recuperación regulatoria de costos de pensión y OPEB*

PURA prevé la recuperación por parte de Oncor de los costos de pensiones y OPEB aplicables a los servicios de sus empleados activos y jubilados, así como los servicios de ciertos empleados activos y jubilados de EFH Corp./Vistra por períodos previos a la desregulación y división de los negocios de servicios públicos eléctricos de EFH Corp. efectivos 1 de enero de 2002 (servicio recuperable). En consecuencia, en 2005, Oncor celebró un contrato con un predecesor de EFH Corp. por el que asumió la responsabilidad de los costos aplicables de pensión y OPEB relacionados con el servicio recuperable de dicho personal. Posteriormente Oncor celebró contratos con EFH Corp. y una filial de Vistra en relación con la prestación de estos beneficios. De conformidad con el convenio con la filial de Vistra, Oncor patrocina un plan OPEB que brinda ciertas prestaciones de salud y seguro de vida para el retiro a los ex empleados de Oncor, EFH Corp. y Vistra elegibles para quienes tanto Oncor como Vistra soportan una parte de la responsabilidad de las prestaciones. Consulte los “Planes OPEB” a continuación para obtener más información.

Oncor está autorizada a establecer un activo o pasivo regulatorio por la diferencia entre los montos de los costos de pensión y OPEB aprobados en las tasas de facturación circulantes y los montos reales que de otro modo se habrían registrado como cargos o créditos a ganancias relacionadas con el servicio recuperable. Los importes diferidos están sujetos en última instancia a la aprobación reglamentaria. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, Oncor había registrado activos reglamentarios por un total de \$966 millones de dólares y \$964 millones de dólares, respectivamente, relacionados con los costos de pensiones y OPEB, incluido montos relacionados con gastos diferidos, así como montos relacionados con pasivos no financiados que de otro modo se registrarían como otras utilidades integrales.

Oncor también asumió la responsabilidad primordial de las prestaciones de pensión de un grupo cerrado de participantes del plan creado para jubilados y terminados no relacionados con el negocio de servicios públicos regulados (servicio no recuperable) de Oncor en una operación de 2012. Cualquier costo de retiro asociado al servicio no recuperable no es recuperable a través de tarifas.

### *Planes de pensiones*

Oncor patrocina el Plan de Jubilación de Oncor y también tiene pasivos relacionados con el Plan de Jubilación de Vistra, ambos de los cuales son planes de pensiones calificados en virtud de la Sección 401 a) del Código, y están sujetos a lo dispuesto por la ERISA. Los empleados no contribuyen a ninguno de los dos planes. Estos planes de pensiones proporcionan prestaciones a los participantes conforme a una de dos fórmulas: (i) una Fórmula de Saldo de Efectivo en virtud de la cual los participantes ganan créditos de contribución mensuales basados en su remuneración y una combinación de su edad y años de servicio, más créditos de intereses mensuales o (ii) una Fórmula para el Plan de Jubilación Tradicional basada en años de servicio y en las ganancias promedio de los tres años de mayores ganancias. El componente de interés de la Fórmula de Saldo en Efectivo es variable y se determina utilizando el rendimiento de los bonos del Tesoro a 30 años. El supuesto de tasa de acreditación de intereses promedio ponderado para la Fórmula de Saldo en Efectivo fue de 3.0% para 2020. En virtud de la Fórmula de Saldo en Efectivo, los futuros aumentos en las ganancias no se aplicarán a los costos de servicio previos.

Todos los empleados con derecho a este plan contratados después del 1 de enero de 2001 participan conforme a la Fórmula de Saldo de Efectivo. Ciertos empleados, que antes del 1 de enero de 2002, participaron conforme a la Fórmula del Plan Tradicional de Retiro, continúan su participación conforme a esa fórmula. Es política de Oncor financiar sus planes de manera actual en la medida que lo requiera la normativa fiscal federal vigente y ERISA.

Oncor también cuenta con el Plan de Jubilación Suplementario para ciertos empleados cuyas prestaciones de jubilación no se pueden obtener en su totalidad conforme al plan de retiro calificado. Los montos del Plan de Jubilación Suplementario se incluyen en los montos de pensiones reportados a continuación.

Al 31 de diciembre de 2020, la obligación de prestaciones proyectadas de los planes de pensiones incluía una pérdida actuarial neta de \$302 millones de dólares para 2020 debido principalmente a una disminución en la tasa de descuento. Los rendimientos reales sobre los activos de los planes en 2020 fueron superiores al rendimiento esperado de los activos en \$241 millones de dólares. Oncor espera que las amortizaciones de las pérdidas actuariales netas de los planes de pensiones sean de \$52 millones de dólares en 2021.

**3IN TEXT10**



Actualmente Oncor patrocina dos Planes OPEB. Un plan abarca a los jubilados actuales y futuros con derecho a este plan de Oncor cuyos servicios se atribuyen al 100% al negocio regulado. A partir del 1 de enero de 2018, Oncor estableció un segundo plan para cubrir a los jubilados con derecho a este plan de Oncor y EFH Corp./Vistra cuyos servicios de empleo fueron asignados tanto a Oncor (o a un negocio de servicios públicos regulados predecesor) como al negocio no regulado de EFH Corp./Vistra. Vistra es el único responsable de su parte del pasivo por prestaciones de jubilados relacionadas con esos jubilados.

La política de aportaciones de Oncor para los Planes OPEB es colocar en fideicomisos externos irrevocables dedicados al pago de gastos de OPEB un monto al menos igual al gasto OPEB recuperado en tarifas.

Al 31 de diciembre de 2020, la obligación de prestaciones proyectadas de los Planes OPEB de Oncor incluía una pérdida actuarial neta de \$20 millones de dólares para 2020, que incluye una ganancia de \$65 millones de dólares asociada a cambios en la hipótesis de mortalidad, y actualizaciones a las reclamaciones de atención médica y supuestos de tendencia, compensada por una pérdida de \$85 millones de dólares debido a una disminución en la tasa de descuento. Los rendimientos reales de los activos de los planes OPEB de Oncor en 2020 fueron superiores al rendimiento esperado de los activos en \$7 millones de dólares. Oncor espera que las amortizaciones de las pérdidas actuariales netas de sus Planes OPEB aumenten en \$8 millones de dólares en 2021 reflejando estos cambios.

#### *Costos de pensión y OPEB reconocidos como gasto*

Los montos de pensiones y OPEB proporcionados en el presente incluyen montos relacionados únicamente con las obligaciones de Oncor con respecto a los diversos planes basados en cálculos actuariales y reflejan la demografía del empleado y jubilado de Oncor como se describió anteriormente. Los costos netos de Oncor relacionados con la pensión y los Planes OPEB Oncor fueron comprendidos por lo siguiente:

	Año que terminó el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Costos de pensiones	\$ 71	\$ 63	\$ 77
Costos OPEB	19	41	70
Total de costos de prestaciones	90	104	147
Menos montos reconocidos fundamentalmente como bienes o activos reglamentarios	(13)	(27)	(69)
Neto de montos reconocidos como gastos de operación y mantenimiento u otras deducciones	\$ 77	\$ 77	\$ 78

El método del valor calculado se utiliza para determinar el valor relacionado con el mercado de los activos mantenidos en el fideicomiso a efectos de calcular los costos de pensiones. Las ganancias o pérdidas realizadas y no realizadas en el valor de los activos relacionados con el mercado se incluyen durante un período de cuatro años consecutivos. Cada año, el 25% de dichas ganancias y pérdidas para el año en curso y para cada uno de los tres años precedentes se incluye en el valor relacionado con el mercado. Cada año, el valor de los activos relacionados con el mercado se incrementa para las contribuciones al plan y los ingresos de inversión y se disminuye para los pagos de prestaciones y gastos de ese año.

El método del valor razonable se utiliza para determinar el valor relacionado con el mercado de los activos retenidos en el fideicomiso a efectos de calcular el costo de OPEB.

SIN TEXTO



### **Información detallada respecto a prestaciones de pensiones y OPEB**

La siguiente información de pensiones y OPEB se basa en las fechas de medición del 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

Planes de pensiones			Planes OPEB		
Año que terminó el 31 de diciembre			Año que terminó el 31 de diciembre		
2020	2019	2018	2020	2019	2018

#### **Supuestos utilizados para determinar los costos netos de pensiones periódicas y OPEB:**

Tarifa de descuento	3.13%	4.18%	3.54%	3.29%	4.41%	3.73%
Rendimiento esperado de los activos de planes	4.94%	5.42%	5.11%	5.90%	6.19%	6.20%
Tasa del incremento de compensación	4.64%	4.53%	4.46%	-	-	-

#### **Componentes de costos netos de pensión y OPEB:**

Costo del servicio	\$ 29	\$ 25	\$ 27	\$ 6	\$ 6	\$ 8
Costo de intereses	103	128	121	32	43	44
Rendimiento esperado de los activos	(109)	(119)	(120)	(8)	(7)	(9)
Amortización del costo del servicio previo (crédito)	-	-	-	(20)	(20)	(30)
Amortización de pérdida neta	48	29	49	10	19	57
Costo de reducción (crédito)	-	-	-	(1)	-	-
Costos netos de pensión periódica y OPEB	<u>\$ 71</u>	<u>\$ 63</u>	<u>\$ 77</u>	<u>\$ 19</u>	<u>\$ 41</u>	<u>\$ 70</u>

#### **Otros cambios en obligaciones de activos de planes y prestaciones reconocidas como activos reglamentarios o en otros ingresos integrales:**

Reducción	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 2	\$ -	\$ -
Pérdida neta (ganancia)	61	-	67	14	(22)	(177)
Amortización de pérdida neta	(48)	(29)	(49)	(10)	(19)	(57)
Amortización del crédito de servicios anteriores (costo)	-	-	-	20	20	30
Total reconocido como activos reglamentarios u otro ingreso integral	<u>13</u>	<u>(29)</u>	<u>18</u>	<u>26</u>	<u>(21)</u>	<u>(204)</u>
Total reconocido en costos netos de pensión periódica y OPEB y como activos reglamentarios u otro ingreso integral	<u>\$ 84</u>	<u>\$ 34</u>	<u>\$ 95</u>	<u>\$ 45</u>	<u>\$ 20</u>	<u>\$ (134)</u>



SIN TEXTO



**Supuestos utilizados para determinar las obligaciones de prestaciones al final del período:**

	Planes de pensiones			Planes OPEB		
	Año que terminó el 31 de diciembre			Año que terminó el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Tarifa de descuento	2.40%	3.13%	4.18%	2.58%	3.29%	4.41%
Tasa del incremento de compensación	4.80%	4.64%	4.53%	-	-	-

	Planes de pensiones		Planes OPEB	
	Año que terminó el 31 de diciembre		Año que terminó el 31 de diciembre	
	2020	2019	2020	2019

**Cambio en la obligación de prestaciones proyectadas:**

Obligación de prestaciones proyectadas a inicio de año	\$ 3,400	\$ 3,162	\$ 999	\$ 1,006
Costo del servicio	29	25	6	6
Costo de intereses	103	128	32	43
Aportaciones de los participantes	-	-	18	19
Pérdida actuarial (ganancia)	302	367	20	(5)
Prestaciones pagadas	(165)	(164)	(63)	(70)
Reducción	-	-	1	-
Liquidaciones	(73)	(118)	-	-
Obligación de prestaciones proyectadas a fin de año	\$ 3,596	\$ 3,400	\$ 1,013	\$ 999
Obligación de prestaciones acumuladas a fin de año	\$ 3,433	\$ 3,283	\$ -	\$ -

**Cambio en activos de planes:**

Valor razonable de los activos a inicio de año	\$ 2,494	\$ 2,249	\$ 141	\$ 132
Retorno real de los activos	350	486	14	25
Aportaciones patronales	134	41	35	35
Aportaciones de los participantes	-	-	18	19
Prestaciones pagadas	(165)	(164)	(63)	(70)
Liquidaciones	(73)	(118)	-	-
Valor razonable de los activos a fin de año	\$ 2,740	\$ 2,494	\$ 145	\$ 141

**Estado financiado:**

Obligación de prestaciones proyectadas a fin de año	\$ (3,596)	\$ (3,400)	\$ (1,013)	\$ (999)
Valor razonable de los activos a fin de año	2,740	2,494	145	141
Estatus financiado a fin de año	\$ (856)	\$ (906)	\$ (868)	\$ (858)

END TEXT



**Los montos reconocidos en el balance general consisten de:**

**Pasivos:**

Otros pasivos circulantes  
Otros pasivos no circulantes  
Pasivo neto reconocido

**Activos:**

Otros activos no circulantes  
Activos reglamentarios:  
Pérdida neta  
Crédito de servicios anteriores  
Activos reglamentarios netos reconocidos  
Neto de activos reconocidos

Otra pérdida neta integral acumulada

Planes de pensiones		Planes OPEB	
Año que terminó el 31 de diciembre		Año que terminó el 31 de diciembre	
2020	2019	2020	2019
\$ (5)	\$ (5)	\$ (14)	\$ (15)
(863)	(901)	(854)	(843)
\$ (868)	\$ (906)	\$ (868)	\$ (858)
\$ 12	\$ -	\$ -	\$ -
556	531	132	129
-	-	(16)	(37)
556	531	116	92
\$ 568	\$ 531	\$ 116	\$ 92
\$ 108	\$ 120	\$ 3	\$ 1

En los siguientes cuadros se proporciona información respecto a las tasas de tendencia de costos de atención médica asumidas.

Año que terminó el 31 de diciembre	
2020	2019

**Tasas de tendencias de costos de atención médica asumidas — No elegibles para Medicare:**

Tasa de tendencias de costos de atención médica asumida para el próximo año	6.90%	7.20%
Tasa a la que se espera que disminuya la tendencia de los costos (la tasa de tendencia definitiva)	4.50%	4.50%
Año en que la tasa alcanza la tasa de tendencia definitiva	2029	2029

**Tasas de tendencia de costos de atención médica asumidas — Elegible para Medicare:**

Tasa de tendencias de costos de atención médica asumida para el próximo año	7.80%	8.00%
Tasa a la que se espera que disminuya la tendencia de los costos (la tasa de tendencia definitiva)	4.50%	4.50%
Año en que la tasa alcanza la tasa de tendencia definitiva	2030	2029

En el siguiente cuadro se proporciona información relativa a los planes de pensiones con obligaciones de prestaciones proyectadas (PBO) y obligaciones de prestaciones acumuladas (ABO) que excedan el valor razonable de los activos de planes.

Al 31 de diciembre	
2020	2019

**Planes de pensiones con PBO y ABO en exceso de activos de planes (a):**

Obligaciones de prestaciones proyectadas	\$ 3,596	\$ 3,400
Obligaciones de prestaciones acumuladas	3,433	3,283
Activos de planes	2,740	2,494

- (a) Se incluyen PBO, ABO y los activos de planes relacionados con las obligaciones de Oncor respecto al Plan de Jubilación de Vistra. Las obligaciones de Oncor con respecto al Plan de Jubilación de Vistra están sobrefinanciadas. Al 31 de diciembre de 2020, PBO, ABO y los activos de planes relacionados con las obligaciones de Oncor respecto al Plan de Jubilación de Vistra eran de \$196 millones de dólares, \$194 millones y \$208 millones de dólares, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019, PBO, ABO y los activos de planes relacionados con las obligaciones de Oncor respecto al Plan de Jubilación de Vistra eran de \$187 millones de dólares, \$184 millones y \$197 millones de dólares, respectivamente.

SIN TEXTO





En el siguiente cuadro se proporciona información relativa a los planes OPEB con obligaciones de prestaciones proyectadas acumuladas (APBO) que excedan el valor razonable de los activos de planes.

	Al 31 de diciembre	
	2020	2019
<b>Planes OPEB con APBO en exceso de activos de planes</b>		
Obligaciones acumuladas de prestaciones postjubilación	\$ 1,013	\$ 999
Activos de planes	145	141

#### **Estrategia de inversión y asignaciones de activos de los planes de pensión y OPEB**

El objetivo de inversión de Oncor para los planes de retiro es invertir en una combinación adecuada de activos para cumplir con las futuras obligaciones de prestaciones en un nivel aceptable de riesgo, al tiempo que minimiza la volatilidad de las contribuciones. Se mantienen valores bursátiles para lograr rendimientos superiores a los índices pasivos al participar en una amplia gama de oportunidades de inversión. El capital internacional, los valores inmobiliarios y las estrategias de crédito (bonos de alto rendimiento, deuda de mercado emergente y préstamos bancarios) se utilizan para diversificar aún más la cartera de acciones. Los valores bursátiles internacionales pueden incluir inversiones tanto en mercados internacionales desarrollados como emergentes. Los valores de renta fija incluyen principalmente bonos corporativos de una gama diversificada de sociedades, Tesorería de Estados Unidos y valores de agencia e instrumentos del mercado monetario. La estrategia de inversión para las inversiones de renta fija es mantener una cartera de valores de alto grado, que asiste a Oncor en el manejo de la volatilidad y magnitud de las contribuciones y gastos del plan manteniendo al mismo tiempo suficiente efectivo e inversiones a corto plazo para pagar prestaciones y gastos a corto plazo.

Las inversiones del Plan de Jubilación de Oncor se administran en dos fondos comunes: un fondo común asociado a la porción de servicio recuperable de las obligaciones del plan relacionadas con el negocio de servicios públicos regulados de Oncor, y un segundo fondo común asociado a la porción de servicio no recuperable de obligaciones del plan no relacionadas con el negocio de servicios públicos regulados de Oncor. Cada fondo común se invierte en una cartera ampliamente diversificada como se muestra a continuación. El segundo fondo común representa el 25% del total de las inversiones al 31 de diciembre de 2020.

Los rangos de asignación de activos objetivo de las inversiones del plan de pensiones por categoría de activos son los siguientes:

Categoría del activo	Rangos de asignación de objetivos	
	Recuperable	No recuperable
Valores Internacionales	13% - 21%	6% - 12%
Valores de Estados Unidos	16% - 24%	8% - 14%
Bienes raíces	3% - 7%	-
Estrategias crediticias	5% - 10%	5% - 9%
Ingreso fijo	45% - 55%	68% - 78%

El objetivo de inversión para los Planes OPEB Oncor sigue primordialmente los objetivos de los planes de pensiones discutidos anteriormente, al tiempo que se mantienen suficientes inversiones en efectivo e inversiones a corto plazo para pagar prestaciones y gastos a corto plazo. Los montos reales al 31 de diciembre de 2020 que se proporcionan a continuación son consistentes con los objetivos de asignación de activos.

#### **Medición de valor razonable de los activos de los planes de pensiones**

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los activos de los planes de pensiones medidos a valor razonable de forma recurrente consistían en lo siguiente:

SIN TEXTO



### Categoría del activo

#### Valores de capital:

E.U.A.

Internacional

#### Valores de renta fija:

Bonos corporativos (a)

Tesorerías de Estados Unidos

Otros (b)

Total de activos en la jerarquía del valor razonable

Total de activos medidos a valor de activo neto (c)

Total de valor razonable de los activos de planes

Al 31 de diciembre de 2020

Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
\$ 220	\$ 1	\$ -	\$ 221
330	1	-	331
-	910	-	910
-	46	-	46
-	57	-	57
\$ 550	\$ 1,015	\$ -	1,565
			1,175
			\$ 2,740

Al 31 de diciembre de 2019

Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
\$ 194	\$ 2	\$ -	\$ 196
290	1	-	291
-	908	-	908
-	147	-	147
-	63	-	63
-	-	3	3
\$ 484	\$ 1,121	\$ 3	1,608
			886
			\$ 2,494

### Categoría del activo

#### Valores de capital:

E.U.A.

Internacional

#### Valores de renta fija:

Bonos corporativos a

Tesorerías de Estados Unidos

Otros (b)

Bienes raíces

Total de activos en la jerarquía del valor razonable

Total de activos medidos a valor de activo neto (c)

Total de valor razonable de los activos de planes

- a) De manera sustancial todos los bonos corporativos son calificados de grado de inversión por Fitch, Moody's o S&P.
- b) Otro consiste principalmente en bonos municipales, deuda de mercado emergente, préstamos bancarios e instrumentos derivados de renta fija.
- c) El valor razonable se midió utilizando el valor de activo neto (NAV) por acción como un expedito práctico ya que las inversiones no tenían un valor razonable fácilmente determinable y no están obligadas a clasificarse en la jerarquía del valor razonable. Los montos de valor razonable NAV que aquí se presentan tienen por objeto permitir una conciliación a valor razonable total de los activos de planes.

GIN TEXTD



### **Medición de valor razonable de activos de los planes OPEB de Oncor**

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los activos de los Planes OPEB de Oncor, medidos a valor razonable de forma recurrente, consistieron en lo siguiente:

<b>Categoría del activo</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2020</b>			
	<b>Nivel 1</b>	<b>Nivel 2</b>	<b>Nivel 3</b>	<b>Total</b>
Dinero en efectivo con intereses	\$ 9	\$ -	\$ -	\$ 9
Valores de capital:				
E.U.A.	24	-	-	24
Internacional	25	-	-	25
Valores de renta fija:				
Bonos corporativos a	-	34	-	34
Tesorerías de Estados Unidos	-	1	-	1
Otros (b)	19	3	-	22
Total de activos en la jerarquía del valor razonable	\$ 77	\$ 38	\$ -	115
Total de activos medidos a valor de activo neto (c)				30
Total de valor razonable de los activos de planes				\$ 145

<b>Categoría del activo</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2019</b>			
	<b>Nivel 1</b>	<b>Nivel 2</b>	<b>Nivel 3</b>	<b>Total</b>
Dinero en efectivo con intereses	\$ 6	\$ -	\$ -	\$ 6
Valores de capital:				
E.U.A.	24	-	-	24
Internacional	28	-	-	28
Valores de renta fija:				
Bonos corporativos a	-	31	-	31
Tesorerías de Estados Unidos	-	3	-	3
Otros (b)	22	2	-	24
Total de activos en la jerarquía del valor razonable	\$ 80	\$ 36	\$ -	116
Total de activos medidos a valor de activo neto (c)				25
Total de valor razonable de los activos de planes				\$ 141

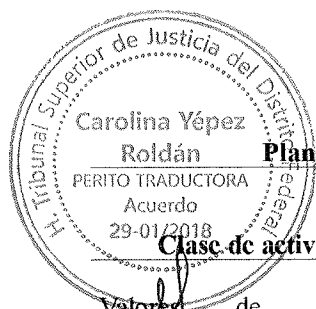
- a) De manera sustancial todos los bonos corporativos son calificados de grado de inversión por Fitch, Moody's o S&P.  
b) El otro consiste principalmente en fondos mutuos de bonos diversificados.  
c) El valor razonable se midió utilizando el valor de activo neto (NAV) por acción como un expediente práctico ya que las inversiones no tenían un valor razonable fácilmente determinable y no están obligadas a clasificarse en la jerarquía del valor razonable. Los montos de valor razonable NAV que aquí se presentan tienen por objeto permitir una conciliación al valor razonable total de los activos de planes.

### **Tasa de retorno a largo plazo esperada sobre el supuesto de los activos**

El reparto estratégico de activos de los planes de retiro se determina en conjunto con los asesores de los planes y se valora de un enfoque integral de modelado Activos-Pasivos para evaluar los posibles resultados a largo plazo de diversas estrategias de inversión. El modelado incorpora supuestos de tasa de rendimiento a largo plazo para cada clase de activos basados en rendimientos históricos y futuros de clase de activos esperados, condiciones actuales del mercado, tasa de inflación, perspectivas actuales de crecimiento económico, y tomando en cuenta los beneficios de diversificación de invertir en activos múltiples clases y beneficios potenciales de emplear la gestión activa de inversiones.



514 TEXT0

**Planes de pensiones**

<b>Clase de activo</b>	<b>Tasa de retorno a largo plazo esperada</b>
Valores de capital internacionales	7.58%
Valores de capital de Estados Unidos	6.50%
Bienes raíces	5.60%
Estrategias crediticias	3.90%
Valores de renta fija	2.32%
Promedio ponderado (a)	4.57%

**Planes OPEB de Oncor**

<b>Clase de activo</b>	<b>Tasa de retorno a largo plazo esperada</b>
Cuentas 401 (h)	5.59%
Seguros de vida VEBA	5.10%
Sindical VEBA	5.10%
No sindical VEBA	1.10%
Jubilado compartido	
VEBA	1.10%
Promedio ponderado	5.24%

- a) La tasa de retorno a largo plazo prevista para 2021 para la parte no regulada del Plan de Jubilación de Oncor es de 3.75%, y para las obligaciones de Oncor con respecto al Plan de Jubilación de Vistra es de 4.20%.

**Concentraciones de riesgo significativas**

Las inversiones de los planes están expuestas a riesgos como la tasa de interés, el mercado de capitales y los riesgos de crédito. Oncor busca optimizar el retorno de la inversión consistente con niveles de liquidez y riesgo de inversión que sean prudentes y razonables, dadas las condiciones imperantes en el mercado de capitales y otros factores específicos de los empleadores participantes. Si bien Oncor reconoce la importancia del retorno, las inversiones se diversificarán para minimizar el riesgo de grandes pérdidas a menos que, dadas las circunstancias, sea claramente prudente no hacerlo. También existen diversas restricciones y lineamientos que incluyen limitaciones a los tipos de inversiones permitidas y ponderaciones de cartera para ciertos valores de inversión para ayudar en la mitigación del riesgo de grandes pérdidas.

**Tasa de descuento asumido**

Para los planes de jubilación de Oncor al 31 de diciembre de 2020, Oncor seleccionó la tasa de descuento asumida utilizando la curva de rendimiento Bond Universe Aon AA-AAA, que se basa en rendimientos de bonos corporativos y al 31 de diciembre de 2020 consistió en 862 bonos corporativos con una calificación promedio de AA y AAA usando calificaciones de Moody's, S&P y Fitch. Para las obligaciones de Oncor con respecto al Plan de Jubilación de Vistra y los Planes OPEB de Oncor al 31 de diciembre de 2020, Oncor seleccionó la tasa de descuento asumida utilizando la curva de rendimiento Above Median Aon AA, que se basa en rendimientos de bonos corporativos y al 31 de diciembre de 2020 consistió en 305 bonos corporativos con un promedio calificación de AA usando calificaciones de Moody's, S&P y Fitch.

**Aportaciones en efectivo de los planes de pensión y OPEB de Oncor**

Las aportaciones de Oncor a los planes de prestaciones fueron las siguientes:

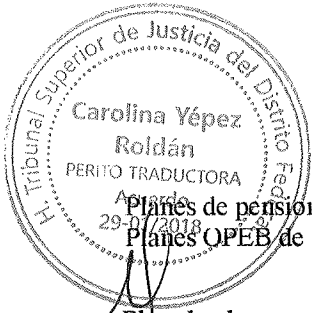
	Año que terminó el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Aportaciones de planes de pensiones	\$ 134	\$ 41	\$ 82
Aportaciones a los planes OPEB de Oncor	35	35	41
Total de aportaciones	\$ 169	\$ 76	\$ 123

Se espera que el financiamiento de Oncor para los planes de pensiones y los Planes OPEB de Oncor sumen \$24 millones de dólares y \$35 millones de dólares, respectivamente en 2021 y aproximadamente \$560 millones y \$176 millones de dólares, respectivamente, en el quinquenio 2021 a 2025.

**Pagos de prestaciones a futuro**

Se estima que los pagos futuros de prestaciones a los participantes son los siguientes:

SIN TEXT



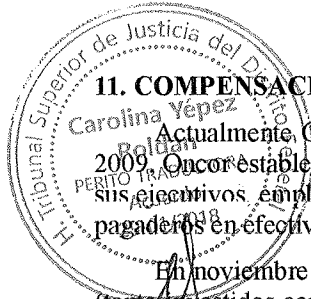
<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026-30</u>
\$ 186	\$ 189	\$ 192	\$ 195	\$ 197	\$ 975
\$ 49	\$ 51	\$ 52	\$ 53	\$ 54	\$ 271

#### *Plan de ahorro*

Los empleados de Oncor son elegibles para participar en un plan de ahorro calificado, el Plan Thrift de Oncor, que es un plan de contribución definida dirigido por los participantes sujeto a lo dispuesto por la ERISA y destinado a calificar en virtud de la Sección 401 a) del Código, y para cumplir con los requisitos de las Secciones 401 (k) y 401 (m) del Código. En virtud del plan, los empleados podrán aportar, a través de diferimientos salariales antes de impuestos y/o deducciones de nómina aplicables después de impuestos, una parte de su salario ordinario o salarios según lo permita la ley. Las contribuciones iguales del patrón se realizan en un monto igual al 100% del primer 6% de las contribuciones de los empleados para los empleados que están cubiertos por la Fórmula de Saldo de Efectivo del Plan de Jubilación de Oncor, y 75% del primer 6% de las aportaciones de los empleados para los empleados que están cubiertos por la Fórmula del Plan de Retiro Tradicional del Plan de Jubilación de Oncor. Las contribuciones iguales del patrón se realizan en efectivo y pueden ser asignadas por los participantes a cualquiera de las opciones de inversión del plan. Las contribuciones de Oncor al Plan de ahorro de Oncor sumaron \$23 millones de dólares, \$20 millones y \$19 millones de dólares para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

SIN TEXTO





## 11. COMPENSACIÓN BASADA EN ACCIONES

Actualmente, Oncor no ofrece compensaciones basadas en acciones a sus empleados o consejeros. En 2008 y 2009, Oncor estableció los planes de derechos de valorización de acciones (SAR) en virtud de los cuales, a ciertos de sus ejecutivos, empleados clave y socios no empleados del consejo de administración de Oncor se les otorgaron SAR pagaderos en efectivo, o en algunas circunstancias, participación social de Oncor.

En noviembre de 2012, Oncor aceptó el ejercicio anticipado de pagos en efectivo de todos los SAR pendientes (tanto invertidos como no creados) emitidos hasta la fecha en cumplimiento de ambos planes SAR. En el marco del ejercicio temprano 2012 de los SAR, Oncor comenzó a acumular intereses sobre dividendos declarados respecto a los SAR. En ambos planes de SAR, los dividendos que se pagaron respecto de la participación de los socios de Oncor mientras que los SAR estaban pendientes se acreditaron en la cuenta del titular de los SAR como si los SAR fueran unidades, pagaderas en cuanto ocurriese la muerte, discapacidad, separación del servicio, emergencia imprevisible, un cambio en control, o la aparición de un evento que desatara el ejercicio SAR, lo que ocurriese primero. Derivado de la Adquisición de Sempra, en 2018 se distribuyeron las cuentas de dividendos e intereses, por un total de \$15 millones de dólares. Para fines contables, el pasivo fue descontado con base en la fecha prevista de jubilación de un empleado o consejero. Oncor reconoció \$4 millones de dólares en acreción e intereses con respecto a dichas cuentas de dividendos e intereses en 2018. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 no se mantuvo ninguna responsabilidad por los SAR.

## 12. OPERACIONES DE PARTES RELACIONADAS

Los siguientes representan nuestras operaciones significativas con partes vinculadas y asuntos afines.

- Somos socio del grupo fiscal federal consolidado de Sempra y por lo tanto la declaración federal del impuesto sobre la renta consolidado de Sempra incluye nuestros resultados. Incluido en nuestros resultados como se informó en la declaración de impuestos consolidada federal de Sempra está nuestra porción de los ingresos imposables de Oncor. En los términos de un contrato de reparto tributario, estamos obligados a realizar pagos a STH en un monto acumulado que sea sustancialmente igual al monto de los impuestos sobre la renta federales que se nos habría requerido pagar si estuviéramos presentando nuestra propia declaración del impuesto sobre la renta de sociedades. También en los términos del contrato de reparto tributario, Oncor realiza pagos similares a Texas Transmission, a pro rata de acuerdo con su respectivo interés de membresía en Oncor, en un monto acumulado que es sustancialmente igual al monto de los impuestos sobre la renta federales que Oncor habría estado obligado a pagar si así lo hubiera estaban presentando su propia declaración del impuesto sobre la renta de las sociedades. STH también incluye los resultados de Oncor en su declaración combinada del impuesto marginal del estado de Texas, y consistente con el contrato de reparto tributario, Oncor remite a STH Texas los pagos del impuesto marginal, que se contabilizan como impuestos sobre la renta y se calculan como si Oncor estuviera presentando su propia declaración. Consulte el análisis en la Nota 1 a los Estados Financieros conforme a "Impuestos sobre la Renta".

Las cantidades pagaderas a (por cobrar de) STH relacionadas con los impuestos sobre la renta en virtud del contrato y reportadas en nuestro balance general consistieron en lo siguiente:

	Al 31 de diciembre 2020	Al 31 de diciembre 2019
Impuestos sobre la renta federales por pagar (por cobrar)	\$ (14)	\$ (4)
Impuesto marginal de Texas por pagar	23	22
Total por pagar (por cobrar)	\$ 9	\$ 18

Los pagos en efectivo efectuados a (recibidos de) Sempra relacionados con impuestos sobre la renta consistieron en lo siguiente:

SIN TEXTO



Impuestos federales sobre la renta  
 Impuesto marginal de Texas  
 Pagos totales (recibos)

Año terminado el 31 de diciembre de 2020	Año terminado el 31 de diciembre de 2019	Año terminado el 31 de diciembre de 2018		
STH	STH	STH	EFH Corp.	Total
\$ 70	\$ 54	\$ 77	\$ (19)	\$ 58
22	22	21	-	21
\$ 92	\$ 76	\$ 98	\$ (19)	\$ 79

- Al 8 de marzo de 2018, aproximadamente 16% del capital neto en un proveedor existente de la sociedad era propiedad de un socio del Grupo Patrocinador. Derivado de la Adquisición de Sempra, el Grupo Patrocinador dejó de ser parte relacionada a partir del 9 de marzo de 2018. Durante 2018, este proveedor realizó servicios de construcción y mantenimiento de sistemas de transmisión y distribución para Oncor. Se realizaron pagos en efectivo por dichos servicios a este proveedor y/o a sus subsidiarias por un total de \$35 millones de dólares para el período anual terminado el 8 de marzo de 2018, de los cuales aproximadamente \$33 millones fueron capitalizados y \$2 millones de dólares se registraron como gasto de operación y mantenimiento.
- Sempra adquirió una participación indirecta del 50% en Sharyland Holdings, L.P., la empresa matriz de Sharyland, en la Operación Sempra-Sharyland. A raíz de la Operación Sempra-Sharyland, Sharyland es ahora filial de Oncor a efectos de las reglas de la PUCT. En cumplimiento de la resolución de la PUCT en el Núm. de Expediente 48929 por la que se aprueba la Adquisición de InfraREIT, al cierre de la Adquisición de InfraREIT Oncor celebró un contrato de operación en virtud del cual Oncor prestará ciertos servicios de operaciones a Sharyland a costo sin margen de ganancia ni beneficio. Sharyland brindó servicio de transmisión mayorista a Oncor por un monto de \$13 millones de dólares y \$9 millones de dólares en el año terminado el 31 de diciembre de 2020 y en el periodo comprendido entre la fecha de Adquisición de InfraREIT 16 de mayo de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2019, respectivamente. Oncor brindó servicio de monitoreo y conmutación de subestaciones a Sharyland por un monto de 629,000 y 303,000 dólares en el año que terminó el 31 de diciembre de 2020 y en el periodo comprendido entre la fecha de Adquisición de InfraREIT 16 de mayo de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2019, respectivamente.
- Oncor pagó a Sempra \$119,000 dólares y \$109,000 dólares para los años terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, por trabajo fiscal.

Consulte la Nota 8 para información relativa a las distribuciones a socios.

SIN TEXTO



### 13. INFORMACIÓN FINANCIERA COMPLEMENTARIA

#### Otras deducciones y (utilidades)

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Honorarios profesionales	\$ 6	\$ 10	\$ 12
Costos relacionados con la adquisición de Semptra	-	-	12
Costos relacionados con la adquisición de InfraREIT	-	9	-
Pensión Recuperable y OPEB - costos no relacionados con el servicio	55	57	53
Pensión no recuperable y OPEB	4	4	6
Ingresos de capital de AFUDC	(29)	(10)	-
Intereses financieros	(4)	(5)	(1)
Otros	1	(2)	2
Total de otras deducciones y (ingresos) - neto	\$ 33	\$ 63	\$ 84

#### Gastos por intereses y cargos relacionados

	Año terminado el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Intereses	\$ 413	\$ 382	\$ 358
Amortización de costos de emisión de deuda y descuentos	11	9	6
Menos AFADC — porción de intereses capitalizados	(19)	(16)	(13)
Total de gasto por intereses y cargos relacionados	\$ 405	\$ 375	\$ 351

#### Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar

Las cuentas comerciales y demás cuentas por cobrar reportadas en nuestro balance general constaron de lo siguiente:

	Al 31 de diciembre	
	2020	2019
Cuentas comerciales brutas y otros créditos por cobrar	\$ 767	\$ 666
Asignación para cuentas incobrables	(7)	(5)
Cuentas comerciales por cobrar — neto	\$ 760	\$ 661

Al 31 de diciembre de 2020, las subsidiarias de los REP de dos de los mayores clientes de Oncor representaban el 21% y el 15% del saldo de cuentas por cobrar de comercio y ningún otro cliente representaba el 10% o más del saldo de cuentas por cobrar de comercio. Al 31 de diciembre de 2019, las subsidiarias de REP de dos de los mayores clientes de Oncor representaban el 15% y el 11% del saldo de cuentas por cobrar comerciales.

En virtud de una norma de la PUCT relativa a la Certificación de Proveedores de Energía Eléctrica al Menudeo, las amortizaciones de cantidades incobrables adeudadas por los REP se aplazan como activo reglamentario.



SIN TEXTD



### **Inversiones y otros bienes**

Las inversiones y otros bienes reportados en nuestro balance general constan de lo siguiente:

	<b>Al 31 de diciembre</b>	
	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Activos relacionados con planes de prestaciones para empleados	\$ 124	\$ 119
Terrenos	16	12
Otros	2	2
<b>Total de inversiones y otros bienes</b>	<b>\$ 142</b>	<b>\$ 133</b>

La mayoría de estos activos representan valores de rendición de efectivo de las pólizas de seguro de vida que se adquieren para financiar pasivos conforme a planes de compensación diferida. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el monto nominal de estas pólizas sumó \$181 millones de dólares y \$172 millones de dólares, respectivamente, y los valores netos de rendición de efectivo (determinados mediante una técnica de valoración de Nivel 2) totalizaron \$97 millones de dólares y \$95 millones de dólares al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente. Los cambios en el valor de rendición de efectivo se liquidan con las primas pagadas. Otros activos de inversión mantenidos para satisfacer pasivos de compensación diferida se registran a valor de mercado.

### **Bienes, plantas y equipos**

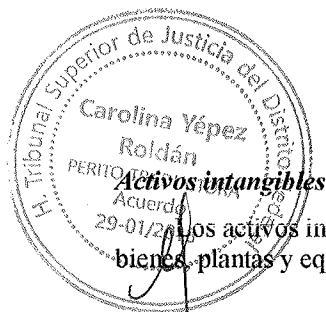
Los bienes, plantas y equipos reportados en nuestro balance general consistieron en lo siguiente:

	<b>Tasa de depreciación compuesta/ promedio de vida al 31 de diciembre de 2020</b>	<b>Al 31 de diciembre</b>	
		<b>2020</b>	<b>2019</b>
Activos en servicio:			
Distribución	2.5%/39.4 años	\$ 14,937	\$ 14,007
Transmisión	2.9%/34.8 años	12,156	11,094
Otros activos	6.7%/14.9 años	1,855	1,648
<b>Total</b>		<b>28,948</b>	<b>26,749</b>
Menos depreciación acumulada		8,336	7,986
<b>Neto de depreciación acumulada</b>		<b>20,612</b>	<b>18,763</b>
Trabajos de construcción en curso		593	585
Celebrado para uso futuro		20	22
<b>Bienes, plantas y equipos — neto</b>		<b>\$ 21,225</b>	<b>\$ 19,370</b>

El gasto de depreciación como porcentaje de la propiedad amortizable promedio se aproximó a 2.7%, 2.7% y 2.8% para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

SIN TEXTO

SIN TEXTO



### Activos intangibles

Los activos intangibles (distintos del crédito mercantil) reportados en nuestro balance general como parte de los bienes, plantas y equipos consistieron en lo siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2020			Al 31 de diciembre de 2019		
	Monto en libros bruto	Amortización acumulada	Neto	Monto en libros bruto	Amortización acumulada	Neto
Activos intangibles identificables sujetos a amortización:						
Servidumbres de paso	\$ 623	\$ 112	\$ 511	\$ 575	\$ 107	\$ 468
Software capitalizado	1,027	484	543	933	430	503
Total	\$ 1,650	\$ 596	\$ 1,054	\$ 1,508	\$ 537	\$ 971

El gasto acumulado de amortización para activos intangibles sumó \$62 millones, \$52 millones y \$50 millones para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2020, el promedio ponderado de vidas útiles restantes de servidumbres de tierras capitalizadas y software fue de 84 años y 9 años, respectivamente. El gasto acumulado estimado de amortización para cada uno de los próximos cinco ejercicios fiscales es el siguiente:

Año	Gasto de amortización
2021	\$ 68
2022	68
2023	68
2024	67
2025	67

Se reportó en nuestro balance general tanto al 31 de diciembre de 2020 como al 2019 un total de \$4.628 mil millones de dólares. Nada de este crédito mercantil se está deduciendo para efectos fiscales. Consulte la Nota 1 relativa a la evaluación y pruebas del deterioro del crédito mercantil.

### Arrendamiento operativo, proyecto conjunto de terceros y otras obligaciones

Arrendamiento operativo, proyecto conjunto de terceros y otras obligaciones reportadas en nuestro balance general consistieron en lo siguiente:

	Al 31 de diciembre	
	2020	2019
Pasivos relacionados con contrato de reparto tributario con intereses no controladores	\$ 102	\$ 112
Pasivos por arrendamiento operativo (Notas 1 y 7)	124	66
Impuesto acreditable por inversión	5	6
Obligación de proyecto conjunto de terceros (Nota 1) (a)	100	4
Otros	76	70
Total de arrendamiento operativo, proyecto conjunto de terceros y otras obligaciones	\$ 407	\$ 258

(a) Actualmente Oncor está involucrado en un proyecto conjunto con LP&L. Consulte la Nota 3 para obtener más información.

SIN TEXT0





### Información suplementaria de flujos de efectivo

Pagos en efectivo relacionados con:

Intereses

Intereses menos capitalizados

Pagos de intereses (neto de montos capitalizados)

Impuestos sobre la renta:

Federal

Estatat

Pagos totales (reembolsos) de impuestos sobre la renta

Incremento virtual en obligaciones de arrendamiento operativo por activos ROU

Actividades de inversión y financiamiento virtuales:

Adquisiciones (a):

Activos adquiridos

Pasivos asumidos

Efectivo pagado

Intercambio de deuda (b):

Deuda emitida en oferta de intercambio de deuda

Deuda intercambiada en oferta de intercambio de deuda

Gastos de construcción virtuales (c)

Año terminado el 31 de diciembre		
2020	2019	2018
\$ 406	\$ 368	\$ 368
(19)	(16)	(13)
\$ 387	\$ 352	\$ 355
\$ 87	\$ 65	\$ 68
22	22	21
\$ 109	\$ 87	\$ 89
\$ 72	\$ 38	\$ -
\$ -	\$ 2,547	\$ -
-	(1,223)	-
\$ -	\$ 1,324	\$ -
\$ 300	\$ -	\$ -
(300)	-	-
\$ -	\$ -	\$ -
\$ 254	\$ 278	\$ 174

(a) Consulte la Nota 14 para obtener más información sobre el intercambio de deuda virtual relacionado con la Adquisición de InfraREIT.

(b) Consulte la Nota 6 para obtener más información sobre los intercambios de deuda virtuales relacionados con la emisión del Pagaré 2052.

(c) Representa los de fin de periodos devengados.

## 14. ACTIVIDADES DE ADQUISICIÓN

### Adquisición de InfraREIT

En mayo de 2019, Oncor concluyó la Adquisición de InfraREIT, conforme a la cual Oncor adquirió todas las participaciones de InfraREIT y su subsidiaria, InfraREIT Partners por una contraprestación total en efectivo de \$1.275 mil millones de dólares. Además, Oncor pagó ciertos costos de operación en los que incurrió InfraREIT (incluido una comisión por la gestión de terminación del contrato de \$40 millones de dólares que InfraREIT pagó a una filial de Hunt Consolidated, Inc. al cierre), con la contraprestación en efectivo acumulada y el pago de gastos de InfraREIT por un total de \$1.324 mil millones de dólares. Oncor financió la contraprestación en efectivo y ciertos gastos de operación con aportaciones de capital en un monto acumulado de \$1.330 mil millones de dólares recibidos de Sempra y ciertos titulares de acciones indirectas de Texas Transmission.

En relación con el cierre de la Adquisición de InfraREIT e inmediatamente después del mismo, en mayo de 2019, Oncor extinguió toda la suerte principal pendiente de \$953 millones de dólares de la deuda de InfraREIT y sus subsidiarias mediante el repago de la suerte principal de \$602 millones de dólares de la subsidiaria de InfraREIT y el intercambio de la nueva deuda garantizada preferencial de Oncor por la suerte principal de \$351 millones de dólares de deuda de la subsidiaria de InfraREIT.

Como resultado de la Adquisición de InfraREIT, que incluyó el intercambio de ciertos activos entre SDTS y SU conforme a la Intercambio de Activos de SDTS-SU, Oncor adquirió nuestra subsidiaria indirecta NTU y amplió nuestra huella existente en Texas al sumar diversos activos de transmisión y distribución de electricidad y proyectos en las

SIN TEXT0



regiones norte, centro, oeste y del bazo territorial de Texas, incluido un proyecto conjunto con LP&L para el trabajo de construcción y estación asociada para unir la mayoría de las instalaciones eléctricas de la Ciudad de Lubbock al mercado ERCOT. Para obtener más información sobre el proyecto conjunto LP&L, consulte la Nota 3.

### *Contabilidad combinada empresarial*

Nosotros y Oncor contabilizamos la Adquisición de InfraREIT como una adquisición de negocio con activos identificables adquiridos y pasivos asumidos registrados a sus valores razonables estimados en la fecha de cierre. Los resultados combinados de las operaciones se reportan en nuestros estados financieros consolidados a partir de la fecha de cierre. A continuación, se detalla un resumen de las técnicas utilizadas para estimar el valor razonable preliminar de los activos y pasivos identificables.

- Los activos y pasivos que se incluyen en los procesos de fijación de tasas regulatorias basada en costos de la PUCT se registran a valores razonables iguales a su valor en libros reglamentario consistente con los PCGA y las prácticas de la industria.
- Se valoró el capital de trabajo utilizando información de mercado (Nivel 2).

En las siguientes tablas se establece el precio de compra pagado. La asignación final del precio de compra se completó al 31 de marzo de 2020.

Compra de acciones y unidades pendientes de InfraREIT	\$	1,275
Ciertos costos de operación de InfraREIT pagados por Oncor hasta el 30 de junio de 2019		53
(a)		
Total del precio de compra pagado hasta el 30 de junio de 2019		1,328
Ajustes realizados en el periodo comprendido entre el 30 de junio de 2019 y el 31 de marzo de 2020		(4)
Precio total de compra pagado	\$	1,324

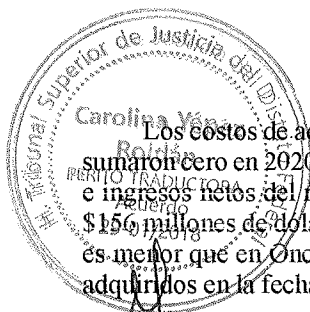
(a) Representa ciertos costos de operación incurridos por InfraREIT en relación con la operación y pagados por Oncor, incluido una cuota por gestión de terminación de \$40 millones de dólares pagadera a una filial de Hunt Consolidated, Inc.

La asignación del precio de compra es la siguiente:

	<b>Al 16 de mayo de 2019</b>
<b>Activos adquiridos:</b>	
Activos circulantes	\$ 45
Inmuebles, plantas y equipos - neto	1,800
Crédito mercantil	564
Activos reglamentarios	16
Impuesto diferido al activo	15
Otros activos no circulantes	10
Total de activos adquiridos	2,450
<b>Pasivos asumidos:</b>	
Deuda a corto plazo	115
Otros pasivos circulantes	24
Pasivos reglamentarios	148
Deuda a largo plazo, incluido vencida actualmente	839
Total de pasivos asumidos	1,126
Neto de activos adquiridos	1,324
Total del precio de compra pagado	\$ 1,324

El crédito mercantil de \$564 millones de dólares derivado de la Adquisición de InfraREIT es atribuible a los activos adquiridos, que amplían la huella de transmisión de Oncor y ayudan a Oncor a apoyar el crecimiento del mercado de ERCOT. Ninguno del crédito mercantil es recuperable ni proporciona un beneficio fiscal en el proceso de elaboración de tarifas. En la adquisición no se asumieron obligaciones de prestaciones de los empleados.

SIN TEXTO



Los costos de adquisición incurridos en la Adquisición de InfraREIT por Oncor y registrados a otras deducciones sumaron cero en 2020 y \$9 millones de dólares en 2019. Nuestros estados de resultados consolidados incluyen ingresos e ingresos netos del negocio adquirido por un total de \$250 millones de dólares y \$106 millones de dólares en 2020 y \$156 millones de dólares y \$58 millones de dólares en 2019, respectivamente. El crédito mercantil en Oncor Holdings es menor que en Oncor porque en Oncor Holdings no hubo diferencias de base fiscal y contable de los activos netos adquiridos en la fecha de adquisición.

#### **Información financiera proforma no auditada**

En la siguiente información financiera pro forma no auditada para los ejercicios terminados 31 de diciembre de 2019 y 2018 se asume que la Adquisición de InfraREIT ocurrió el 1 de enero de 2018. La información financiera pro forma no auditada se proporciona con fines informativos únicamente y no es necesariamente indicativa de los resultados de las operaciones que se habrían producido de haberse concluido la Adquisición de InfraREIT el 1 de enero de 2018, ni la información financiera pro forma no auditada es indicativa de futuro resultados de operaciones, que pueden diferir materialmente de la información financiera pro forma que aquí se presenta.

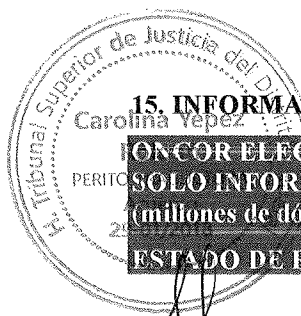
	<b>Ejercicio terminado el 31 de diciembre</b>	
	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Ingresos pro forma consolidados de Oncor	\$ 4,431	\$ 4,318

En la información financiera pro forma no auditada anterior se excluyen las ganancias pro forma debido a la impracticabilidad de un cálculo. El adquirente operaba previamente conforme a una estructura de fideicomiso de inversión inmobiliaria con una estructura de costos única y atributos fiscales federales únicos. No se puede calcular objetiva y confiablemente una aplicación retrospectiva precisa ya que la nueva estructura de costos y los nuevos atributos fiscales requerirían una cantidad significativa de estimaciones y juicios.



SIN TEXTO

SIN TEXTO



## 15. INFORMACIÓN FINANCIERA CONDENSADA

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC (empresa matriz)**

**SOLO INFORMACIÓN FINANCIERA**

(millones de dólares)

### ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL CONDENSADO

	Año terminado el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Gasto del impuesto sobre la renta	\$ (9)	\$ (8)	\$ (24)
Utilidades de capital de la subsidiaria	571	522	437
Ingresos Netos	562	514	413
Otras utilidades integrales (neto del gasto fiscal (beneficio) de (\$3), \$4 y (\$3))	(12)	19	(11)
Utilidad integral	\$ 550	\$ 533	\$ 402

### ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONDENSADO

	Año terminado el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
Efectivo proporcionado por actividades de operación	\$ 286	\$ 246	\$ 149
Efectivo utilizado en actividades de financiamiento - distribuciones pagadas al socio	(286)	(246)	(149)
Cambio neto en efectivo y equivalentes en efectivo	-	-	-
Efectivo y equivalentes en efectivo - saldo inicial	-	-	-
Efectivo y equivalentes en efectivo - saldo final	\$ -	\$ -	\$ -

### BALANCE GENERAL CONDENSADO

	Al 31 de diciembre	
	2020	2019
<b>ACTIVOS</b>		
Impuestos sobre la renta por cobrar de socios - circulante	8	1
Inversiones - no circulantes	9,568	8,698
Impuestos sobre la renta diferidos acumulados	126	114
Total de activos	\$ 9,702	\$ 8,813
<b>PASIVOS Y PARTICIPACIÓN DE SOCIOS</b>		
Otros pasivos no circulantes y créditos diferidos	103	112
Total de pasivos	103	112
Participación de los socios	9,599	8,701
Total de pasivos y participación de los socios	\$ 9,702	\$ 8,813

Consulte las Notas a los Estados Financieros.

SIN TEXTO



# ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC

## INFORMACIÓN FINANCIERA CONDENSADA

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONDENSADOS

PERITO TRADUCTORA

#### Base de presentación

29-01-2018

Las referencias aquí presentes a “nosotros”, “nuestro”, “nos” y “la sociedad” son a Oncor Holdings (empresa matriz) y/o sus subsidiarias directas o indirectas según aparezcan en el contexto.

El balance general condensado que se adjunta se presenta al 31 de diciembre de 2020 y 2019, y se presentan el estado de resultados y de flujos de efectivo condensados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018. Somos una sociedad de responsabilidad limitada de Delaware indirecta y totalmente propiedad de Sempra. Al 31 de diciembre de 2020, poseemos el 80.25% de la participación de los socios en Oncor. Ciertas revelaciones de información y notas a pie de página normalmente incluidas en los estados financieros elaborados de conformidad con los GAAP han sido omitidas conforme a las reglas de la Comisión de Valores y Bolsa de Estados Unidos. Debido a que los estados financieros condensados no incluyen toda la información y notas al pie de página que requieren los GAAP, deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados y las Notas 1 a 15. Nuestra subsidiaria ha sido contabilizada conforme al método de equidad en esta información financiera condensada. Todos los montos en dólares en los estados financieros se consignan en millones de dólares estadounidenses a menos que se indique lo contrario.

#### Restricciones a distribuciones

Si bien no existen restricciones directas en nuestra capacidad de distribuir nuestros ingresos netos que actualmente son materiales, sustancialmente todos nuestros ingresos netos se derivan de Oncor. Nuestro consejo de administración y el consejo de administración de Oncor, que están compuestos cada uno por una mayoría de Consejeros Independientes, pueden retener distribuciones en la medida en que dicho consejo determine que es necesario retener dichos montos para cumplir con nuestros requisitos futuros esperados. Además, nosotros y Oncor no podemos hacer distribuciones (a excepción de los pagos fiscales contractuales) de cantidades en la medida en que una mayoría de los Consejeros Independientes en el consejo de administración respectiva determine que tales montos son necesarios para cumplir con los requerimientos futuros esperados de la sociedad. En Oncor, cualquiera de los dos consejeros designados para servir en el consejo de administración de Oncor por Texas Transmission también podría impedir que Oncor realice distribuciones (distintas de los pagos fiscales contractuales) en la medida en que dicho consejero determine que es en el mejor interés de Oncor retener tales cantidades para cumplir requerimientos futuros esperados, incluido el cumplimiento continuo del nivel de endeudamiento establecido en cualquier momento por la PUCT para fines de elaboración de tarificación. La PUCT tiene la autoridad para determinar qué tipos de deuda y de capital se incluyen en el nivel de endeudamiento de un servicio público. Para efectos de esta relación, la deuda se calcula como deuda a largo plazo incluido arrendamientos de finanzas más ganancias no amortizadas sobre deuda readquirida menos gastos de emisión no amortizados, primas y pérdidas sobre deuda readquirida. El capital neto se calcula como participación de los socios determinados de acuerdo con los GAAP, excluyendo de una operación de 2007 otras pérdidas integrales acumuladas y los efectos de la contabilidad de adquisiciones.

Las distribuciones de Oncor están limitadas por el requisito de mantener su estructura de capital reglamentario en o por debajo del nivel de endeudamiento establecido periódicamente por la PUCT para fines de elaboración de fijación de tarifas. La actual estructura de capital reglamentario autorizada de Oncor fijada por la PUCT es de 57.5% de deuda a 42.5% de capital. Al 31 de diciembre de 2020, la capitalización regulatoria de Oncor fue de 52.8% de deuda a 47.2% de capital.

Durante 2020, 2019 y 2018, el consejo de administración de Oncor declaró, y Oncor nos pagó las siguientes distribuciones en efectivo:

	Año terminado el 31 de diciembre		
	2020	2019	2018
	(millones de dólares)		
Distribuciones recibidas, posteriormente pagadas como impuestos sobre la renta federales reconocidos como actividades de operación	\$ -	\$ 10	\$ 18
Distribuciones recibidas, posteriormente pagadas como distribución reconocida como actividades de financiamiento	286	246	149
Total de distribuciones de Oncor	\$ 286	\$ 256	\$ 167

SIN TEXTO



CIUDAD DE MÉXICO

## CERTIFICACIÓN

La suscrita, Lic. Carolina Yépez Roldán, perita traductora INGLÉS-ESPAÑOL-INGLÉS autorizada por el H. Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad de México, según consta en el *Acuerdo 29-01/2018* emitido por el Consejo de la Judicatura de la Ciudad de México en el Boletín Judicial el día veintitrés de marzo del año dos mil dieciocho ([www.iejdf.gob.mx](http://www.iejdf.gob.mx)) y por el Consejo de la Judicatura Federal, según consta en el *Oficio Número CCJ/ST/3488/2020* ([www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado\\_peritos\\_PJF\\_2021.PDF](http://www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado_peritos_PJF_2021.PDF)) con el número P. 1177-2021 emitido el día ocho de diciembre del año dos mil veinte, con cédula profesional *No. 6755397* expedida por la Dirección General de Profesiones (DGP) de la Secretaría de Educación Pública (SEP) de México declara que tiene dominio de los idiomas español e inglés y **CERTIFICA QUE:** a su leal saber y entender, la traducción que antecede es una traducción fiel y correcta en 53 fojas útiles del inglés al español del documento original que se acompaña al presente en copia simple, que consta de 58 fojas útiles que tuvo a la vista al momento de elaborar la presente traducción. -----

No. de folio

0642



SELLO / ESTAMPA

55-4135-9254

Ciudad de México


a 15 de abril el 21

  
Firma  
CAROLINA YÉPEZ ROLDÁN  
Perita traductora

El siguiente documento se acompaña a la traducción:

- Estados financieros consolidados de  
Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC  
al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y para los tres años  
del periodo que terminó el 31 de diciembre de 2020  
e informe de los auditores independientes.

c.yepezroldan@gmail.com





**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**

**CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS**

**AS OF DECEMBER 31, 2019 AND 2018 AND FOR THE THREE**

**YEARS IN THE PERIOD ENDED DECEMBER 31, 2019**

**AND**

**INDEPENDENT AUDITORS' REPORT**

---

---

SM TEXTID



## GLOSSARY

When the following terms and abbreviations appear in the text of this report, they have the meanings indicated below.

<b>acquisition accounting</b>	The acquisition method of accounting for a business combination as prescribed by GAAP, whereby the cost or “acquisition price” of a business combination, including the amount paid for the equity and direct transaction costs, are allocated to identifiable assets and liabilities (including intangible assets) based upon their fair values. The excess of the purchase price over the fair values of assets and liabilities is recorded as goodwill
<b>AMS</b>	Advanced metering system
<b>ASU</b>	Accounting Standards Update
<b>Code</b>	The Internal Revenue Code of 1986, as amended
<b>CP Notes</b>	Unsecured commercial paper notes issued under our CP Program
<b>CP Program</b>	Commercial paper program
<b>Credit Facility</b>	Revolving Credit Agreement, dated as of November 17, 2017, among Oncor, as borrower, the lenders from time to time party thereto, JPMorgan Chase Bank, N.A., as administrative agent and swingline lender, and the fronting banks from time to time party thereto
<b>DCRF</b>	Distribution cost recovery factor
<b>Deed of Trust</b>	Deed of Trust, Security Agreement and Fixture Filing, dated as of May 15, 2008, made by Oncor to and for the benefit of The Bank of New York Mellon Trust Company, N.A. (as successor to The Bank of New York Mellon, formerly The Bank of New York), as collateral agent, as amended
<b>Disinterested Director</b>	Refers to a member of our and Oncor’s board of directors who is a “disinterested director” pursuant to each company’s limited liability company agreement. The limited liability company agreements of Oncor and Oncor Holdings provide that disinterested directors shall (i) be independent directors in all material respects under the rules of the New York Stock Exchange in relation to Sempra or its subsidiaries and affiliated entities and any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, and (ii) have no material relationship with Sempra or its subsidiaries or affiliated entities or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, currently or within the previous ten years
<b>EECRF</b>	Energy efficiency cost recovery factor
<b>EFH Bankruptcy Proceedings</b>	Refers to voluntary petitions for relief under Chapter 11 of the U.S. Bankruptcy Code filed in U.S. Bankruptcy Court for the District of Delaware on April 29, 2014 by EFH Corp. and the substantial majority of its direct and indirect subsidiaries. The Oncor Ring-Fenced Entities were not parties to the EFH Bankruptcy Proceedings
<b>EFH Corp.</b>	Refers to Energy Future Holdings Corp., a holding company, and/or its subsidiaries, depending on context. Renamed Sempra Texas Holdings Corp. upon closing of the Sempra Acquisition
<b>EFIH</b>	Refers to Energy Future Intermediate Holding Company LLC, a direct, wholly owned subsidiary of EFH Corp. and the direct parent of Oncor Holdings. Renamed Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC upon closing of the Sempra Acquisition



SECRET

<b>ERCOT</b>	Electric Reliability Council of Texas, Inc., the independent system operator and the regional coordinator of various electricity systems within Texas
<b>ERISA</b>	Employee Retirement Income Security Act of 1974, as amended
<b>FASB</b>	Financial Accounting Standards Board
<b>FERC</b>	U.S. Federal Energy Regulatory Commission
<b>Fitch</b>	Fitch Ratings, Ltd. (a credit rating agency)
<b>GAAP</b>	Generally accepted accounting principles of the U.S.
<b>InfraREIT</b>	InfraREIT, Inc., which was merged with and into a wholly owned subsidiary of Oncor on May 16, 2019 in the InfraREIT Acquisition, with the surviving entity being a wholly owned subsidiary of Oncor renamed Oncor NTU Holdings Company LLC
<b>InfraREIT Acquisition</b>	Refers to Oncor's acquisition of all of the equity interests of InfraREIT and InfraREIT Partners on May 16, 2019 pursuant to the transactions contemplated by the InfraREIT Merger Agreement and the SDTS-SU Asset Exchange
<b>InfraREIT Merger Agreement</b>	Refers to the Agreement and Plan of Merger, dated as of October 18, 2018, among Oncor, 1912 Merger Sub LLC (a wholly owned, subsidiary of Oncor), Oncor T&D Partners, LP (a wholly owned indirect subsidiary of Oncor), InfraREIT and InfraREIT Partners, which was completed on May 16, 2019
<b>InfraREIT Partners</b>	InfraREIT Partners, LP, a subsidiary of InfraREIT, which, as a result of the InfraREIT Acquisition, became an indirect wholly owned subsidiary of Oncor and was renamed Oncor NTU Partnership LP
<b>Investment LLC</b>	Refers to Oncor Management Investment LLC, a limited liability company and former minority membership interest owner (approximately 0.22%) of Oncor, whose managing member is Oncor and whose Class B equity interests are owned by certain current or former members of the management team and independent directors of Oncor
<b>IRS</b>	U.S. Internal Revenue Service
<b>kV</b>	Kilovolts
<b>kWh</b>	Kilowatt-hours
<b>LIBOR</b>	London Interbank Offered Rate, an interest rate at which banks can borrow funds, in marketable size, from other banks in the London interbank market
<b>Moody's</b>	Moody's Investors Service, Inc. (a credit rating agency)
<b>MW</b>	Megawatts
<b>NERC</b>	North American Electric Reliability Corporation
<b>Note Purchase Agreements</b>	Refers to (i) the Note Purchase Agreement, dated May 3, 2019, pursuant to which Oncor issued its 6.47% Senior Notes, Series A, due September 30, 2030, 7.25% Senior Notes, Series B, due December 30, 2029, and 8.50% Senior Notes, Series C, due December 30, 2020 and (ii) the Note Purchase Agreement, dated May 6, 2019, pursuant to which Oncor issued its 3.86% Senior Notes, Series A, due December 3, 2025 and 3.86% Senior Notes, Series B, due January 14, 2026

SIN TEXTIO

<b>NTU</b>	Oncor Electric Delivery Company NTU LLC (formerly SDTS until the closing of the InfraREIT Acquisition), a wholly owned, indirect subsidiary of Oncor
<b>Oncor</b>	Oncor Electric Delivery Company LLC, a direct, majority-owned subsidiary of Oncor Holdings
<b>Oncor Holdings</b>	Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC, the direct majority owner (80.25% equity interest) of Oncor. Oncor Holdings is wholly owned by STIH
<b>Oncor OPEB Plans</b>	Refers to plans sponsored by Oncor that offer certain postretirement health care and life insurance benefits to eligible current and former Oncor employees, certain eligible current and former EFH Corp. and Vistra employees, and their eligible dependents
<b>Oncor Retirement Plan</b>	Refers to a defined benefit pension plan sponsored by Oncor
<b>Oncor Ring-Fenced Entities</b>	Refers to Oncor Holdings and its direct and indirect subsidiaries, including Oncor and Oncor's direct and indirect subsidiaries
<b>OPEB</b>	Other postretirement employee benefits
<b>PUCT</b>	Public Utility Commission of Texas
<b>PURA</b>	Texas Public Utility Regulatory Act
<b>REP</b>	Retail electric provider
<b>ROU</b>	Right-of-use
<b>S&amp;P</b>	S&P Global Ratings, a division of S&P Global Inc. (a credit rating agency)
<b>SDTS</b>	Sharyland Distribution & Transmission Services, L.L.C., an indirect subsidiary of InfraREIT, which was renamed Oncor Electric Delivery Company NTU LLC in connection with the InfraREIT Acquisition
<b>SDTS-SU Asset Exchange</b>	Refers to the transactions contemplated by the Agreement and Plan of Merger, dated as of October 18, 2018, by and among SU, SDTS and Oncor pursuant to which SU and SDTS exchanged certain assets as a condition to the closing of the transactions contemplated by the InfraREIT Merger Agreement
<b>Sempra</b>	Sempra Energy
<b>Sempra Acquisition</b>	Refers to the transactions contemplated by the plan of reorganization confirmed in the EFH Bankruptcy Proceedings and that certain Agreement and Plan of Merger, dated as of August 21, 2017, by and among EFH Corp., EFIH, Sempra and one of Sempra's wholly owned subsidiaries, pursuant to which Sempra indirectly acquired the 80.03% of Oncor's membership interests owned indirectly by EFH Corp. and EFIH. The transactions closed March 9, 2018
<b>Sempra Order</b>	Refers to the final order issued by the PUCT in PUCT Docket No. 47675 approving the Sempra Acquisition
<b>Sempra-Sharyland Transaction</b>	Refers to Sempra's May 16, 2019 acquisition of an indirect 50% ownership interest in Sharyland Holdings
<b>Sharyland</b>	Refers to Sharyland Utilities, L.L.C. (formerly SU), a subsidiary of Sharyland Holdings

SIN TEXTD



<b>Sharyland 2017 Agreement</b>	Refers to that certain Agreement and Plan of Merger, dated as of July 21, 2017, by and among the Sharyland Entities, Oncor, and Oncor AssetCo LLC, a wholly owned subsidiary of Oncor
<b>Sharyland 2017 Asset Exchange</b>	Refers to the asset swap consummated on November 9, 2017 pursuant to which Oncor received substantially all of the distribution assets and certain transmission assets of SDTS and SU in exchange for certain of Oncor's transmission assets and cash. The asset swap was completed pursuant to PUCT Docket No. 47469 and the Sharyland 2017 Agreement
<b>Sharyland Entities</b>	Refers to SDTS, SU, SU AssetCo, L.L.C., a wholly owned subsidiary of SU, and SDTS AssetCo, L.L.C., a wholly owned subsidiary of SDTS, each of which was a party to the Sharyland 2017 Agreement
<b>Sharyland Holdings</b>	Refers to Sharyland Holdings, L.P., an entity in which Sempra acquired an indirect 50% ownership interest in the Sempra-Sharyland Transaction. Sharyland Holdings is the parent of Sharyland
<b>Sponsor Group</b>	Refers collectively to certain investment funds affiliated with Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P., TPG Global, LLC and GS Capital Partners, an affiliate of Goldman, Sachs & Co., that controlled Texas Holdings
<b>STH</b>	Refers to Sempra Texas Holdings Corp., a Texas corporation (formerly EFH Corp. prior to the closing of the Sempra Acquisition), which is wholly owned by Sempra and the direct parent of STIH
<b>STIH</b>	Refers to Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC., a Delaware limited liability company (formerly EFIH prior to the closing of the Sempra Acquisition), and the sole member of Oncor Holdings following the Sempra Acquisition
<b>SU</b>	Refers to Sharyland Utilities, L.P., which was converted into Sharyland on May 16, 2019 in connection with the Sempra-Sharyland Transaction
<b>Supplemental Retirement Plan</b>	Refers to the Oncor Supplemental Retirement Plan
<b>TCJA</b>	"Tax Cuts and Jobs Act," enacted on December 22, 2017
<b>TCOS</b>	Transmission cost of service
<b>TCRF</b>	Transmission cost recovery factor
<b>Texas Holdings</b>	Refers to Texas Energy Future Holdings Limited Partnership, a limited partnership controlled by the Sponsor Group that owned substantially all of the common stock of EFH Corp. prior to the closing of the Sempra Acquisition
<b>Texas Holdings Group</b>	Refers to Texas Holdings and its direct and indirect subsidiaries other than the Oncor Ring-Fenced Entities
<b>Texas margin tax</b>	A privilege tax imposed on taxable entities chartered/organized or doing business in the State of Texas that, for accounting purposes, is reported as an income tax
<b>Texas Transmission</b>	Refers to Texas Transmission Investment LLC, a limited liability company that owns a 19.75% equity interest in Oncor. Texas Transmission is an entity indirectly owned by a private investment group led by OMERS Administration Corporation (acting through its infrastructure investment entity, OMERS Infrastructure Management Inc.) and Cheyne Walk Investment Pte. Ltd. Sempra (through STIH) owns an indirect 1% ownership interest in Texas Transmission
<b>U.S.</b>	United States of America

SIN TEXTO

**COPY SIMPLE**

**Vistra**

Refers to Vistra Energy Corp., and/or its subsidiaries, depending on context, formerly a subsidiary of EFH Corp. until October 2016

**Vistra Retirement Plan**

Refers to a defined benefit pension plan sponsored by an affiliate of Vistra, in which Oncor participates (formerly EFH Retirement Plan)

These consolidated financial statements occasionally make references to Oncor Holdings or Oncor when describing actions, rights or obligations of their respective subsidiaries. References to “we,” “our,” “us” and “the company” are to Oncor Holdings and/or its direct or indirect subsidiaries as apparent in the context. These references reflect the fact that the subsidiaries are consolidated with their respective parent companies for financial reporting purposes. However, these references should not be interpreted to imply that the parent company is actually undertaking the action or has the rights or obligations of the relevant subsidiary company or that the subsidiary company is undertaking an action or has the rights or obligations of its parent company or any other affiliate.

SIN TEXTO



## **INDEPENDENT AUDITORS' REPORT**

To the Board of Directors and Member of  
Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC  
Dallas, Texas

We have audited the accompanying consolidated financial statements of Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC and its subsidiaries (the "Company"), which comprise the consolidated balance sheets as of December 31, 2019 and 2018, and the related consolidated statements of income, comprehensive income, membership interests, and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2019, and the related notes to the consolidated financial statements.

### **Management's Responsibility for the Consolidated Financial Statements**

Management is responsible for the preparation and fair presentation of these consolidated financial statements in accordance with accounting principles generally accepted in the United States of America; this includes the design, implementation, and maintenance of internal control relevant to the preparation and fair presentation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

### **Auditors' Responsibility**

Our responsibility is to express an opinion on these consolidated financial statements based on our audits. We conducted our audits in accordance with auditing standards generally accepted in the United States of America. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the consolidated financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the Company's preparation and fair presentation of the consolidated financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Company's internal control. Accordingly, we express no such opinion. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of significant accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the consolidated financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

### **Opinion**

In our opinion, the consolidated financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the financial position of Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC and its subsidiaries as of December 31, 2019 and 2018, and the results of their operations and their cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2019, in accordance with accounting principles generally accepted in the United States of America.

/s/ Deloitte & Touche LLP

Dallas, Texas



SIN TEXTD

February 27, 2020



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**STATEMENTS OF CONSOLIDATED INCOME**  
(millions of dollars)

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Operating revenues (Note 4)	\$ 4,347	\$ 4,101	\$ 3,958
Operating expenses:			
Wholesale transmission service	1,005	962	929
Operation and maintenance (Note 13)	899	875	731
Depreciation and amortization	723	671	762
Income taxes (Notes 1, 5 and 13)	138	152	266
Taxes other than amounts related to income taxes	508	496	462
Total operating expenses	3,273	3,156	3,150
Operating income	1,074	945	808
Other deductions and (income) - net (Note 15)	63	84	46
Nonoperating income tax (benefit) expense (Note 5)	(7)	(10)	74
Interest expense and related charges (Note 15)	375	351	342
Net income	643	520	346
Net income attributable to noncontrolling interests	(129)	(107)	(84)
Net income attributable to Oncor Holdings	\$ 514	\$ 413	\$ 262

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**STATEMENTS OF CONSOLIDATED COMPREHENSIVE INCOME**  
(millions of dollars)

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Net income	\$ 643	\$ 520	\$ 346
Other comprehensive income (loss):			
Cash flow hedges – derivative value net loss recognized in net income (net of tax expense of \$-, \$1, and \$1) (Note 1)	2	2	2
Defined benefit pension plans (net of tax expense of \$4, \$6, and \$4) (Note 11)	22	(25)	8
Total other comprehensive income (loss)	24	(23)	10
Comprehensive income	667	497	356
Comprehensive income attributable to noncontrolling interests	(134)	(95)	(86)
Comprehensive income attributable to Oncor Holdings	\$ 533	\$ 402	\$ 270

See Notes to Financial Statements.

SN TEXTD



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**STATEMENTS OF CONSOLIDATED CASH FLOWS**  
(millions of dollars)

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Cash flows — operating activities:			
Net income	\$ 643	\$ 520	\$ 346
Adjustments to reconcile net income to cash provided by operating activities:			
Depreciation and amortization, including regulatory amortization	806	777	815
Deferred income taxes – net	58	29	360
Other – net	(4)	(3)	(2)
Changes in operating assets and liabilities:			
Accounts receivable — trade	(53)	68	(76)
Inventories	(30)	(25)	(1)
Accounts payable — trade	21	30	(11)
Regulatory accounts related to reconcilable tariffs (Note 3)	(44)	66	29
Other — assets	(208)	28	57
Other — liabilities	76	(26)	(77)
Cash provided by operating activities	<u>1,265</u>	<u>1,464</u>	<u>1,440</u>
Cash flows — financing activities:			
Issuances of long-term debt (Note 7)	2,460	1,150	600
Repayments of long-term debt (Note 7)	(1,094)	(825)	(324)
Proceeds of business acquisition bridge loan (Note 6)	600	-	-
Repayment of business acquisition bridge loan (Note 6)	(600)	-	-
Net (decrease) increase in short-term borrowings (Note 6)	(882)	(137)	161
Distributions to member (Note 9)	(246)	(149)	(171)
Distributions to noncontrolling interests	(63)	(42)	(47)
Purchase of 0.22% interest in Oncor from noncontrolling interest	-	(26)	-
Equity contribution from member	1,587	256	-
Equity contribution from noncontrolling interest	391	54	-
Debt discount, premium, financing and reacquisition costs – net	(39)	(14)	(10)
Cash provided by (used in) financing activities	<u>2,114</u>	<u>267</u>	<u>209</u>
Cash flows — investing activities:			
Capital expenditures (Note 13)	(2,097)	(1,767)	(1,631)
Business acquisition (Note 2)	(1,324)	-	(25)
Other – net	43	18	12
Cash used in investing activities	<u>(3,378)</u>	<u>(1,749)</u>	<u>(1,644)</u>
Net change in cash and cash equivalents	1	(18)	5
Cash and cash equivalents — beginning balance	<u>3</u>	<u>21</u>	<u>16</u>
Cash and cash equivalents — ending balance	<u>\$ 4</u>	<u>\$ 3</u>	<u>\$ 21</u>

See Notes to Financial Statements.

SIN TEXTD





**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEETS**  
(millions of dollars)

	At December 31,	
	2019	2018
<b>ASSETS</b>		
Current assets:		
Cash and cash equivalents	\$ 4	\$ 3
Trade accounts receivable – net (Note 15)	661	559
Income taxes receivable from member (Note 13)	4	-
Materials and supplies inventories — at average cost	148	116
Prepayments and other current assets	96	94
Total current assets	913	772
Investments and other property (Note 15)	133	120
Property, plant and equipment – net (Note 15)	19,370	16,090
Goodwill (Notes 1 and 15)	4,628	4,064
Regulatory assets (Note 3)	1,775	1,691
Operating lease ROU and other assets	106	15
Total assets	<u>\$ 26,925</u>	<u>\$ 22,752</u>
<b>LIABILITIES AND MEMBERSHIP INTERESTS</b>		
Current liabilities:		
Short-term borrowings (Note 6)	\$ 46	\$ 813
Long-term debt due currently (Note 7)	608	600
Trade accounts payable	394	300
Income taxes payable to member (Note 13)	22	28
Accrued taxes other than income taxes	236	199
Accrued interest	83	68
Operating lease and other current liabilities (Note 8)	237	209
Total current liabilities	1,626	2,217
Long-term debt, less amounts due currently (Note 7)	8,017	5,835
Accumulated deferred income taxes (Notes 1, 5 and 13)	1,223	1,160
Regulatory liabilities (Note 3)	2,793	2,697
Employee benefit, operating lease and other obligations (Notes 11 and 15)	2,092	2,064
Total liabilities	<u>15,751</u>	<u>13,973</u>
Commitments and contingencies (Note 8)		
Membership interests (Note 9):		
Capital account	8,793	6,920
Accumulated other comprehensive loss	(92)	(92)
Oncor Holdings membership interest	8,701	6,828
Noncontrolling interests in subsidiary	2,473	1,951
Total membership interests	<u>11,174</u>	<u>8,779</u>
Total liabilities and membership interests	<u>\$ 26,925</u>	<u>\$ 22,752</u>

See Notes to Financial Statements.

SEE TEXT



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**STATEMENTS OF CONSOLIDATED MEMBERSHIP INTERESTS**  
(millions of dollars)

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
<b>Oncor Holdings Membership Interests (Note 9)</b>			
<b>Capital account:</b>			
Balance at beginning of period	\$ 6,920	\$ 6,411	\$ 6,320
Net income attributable to Oncor Holdings	514	413	262
Distributions to member	(246)	(149)	(171)
Fair value of purchase of 0.22% interest in Oncor from noncontrolling interest over carrying value	-	(11)	-
Equity contribution from member	1,587	256	-
ASU 2018-02 stranded tax effects (Note 1)	18	-	-
Balance at end of period	<u>8,793</u>	<u>6,920</u>	<u>6,411</u>
<b>Accumulated other comprehensive income (loss), net of tax effects:</b>			
Balance at beginning of period	(92)	(81)	(89)
Net effects of cash flow hedges (net of tax expense of \$-, \$1 and \$1)	1	2	2
Defined benefit pension plans (net of tax of \$4, \$3 and \$3)	17	(13)	6
ASU 2018-02 stranded tax effects (Note 1)	(18)	-	-
Balance at end of period	<u>(92)</u>	<u>(92)</u>	<u>(81)</u>
<b>Oncor Holdings membership interests at end of period</b>	<u><b>\$ 8,701</b></u>	<u><b>\$ 6,828</b></u>	<u><b>\$ 6,330</b></u>
<b>Noncontrolling interests in subsidiary (Note 10):</b>			
Balance at beginning of period	\$ 1,951	\$ 1,822	\$ 1,912
Net income attributable to noncontrolling interests	129	107	84
Distributions to noncontrolling interests	(63)	(42)	(47)
Purchase of 0.22% interest in Oncor from noncontrolling interest	-	(15)	-
Equity contribution from noncontrolling interests	391	54	-
Change related to future tax distributions from Oncor	60	37	(128)
Defined benefit pension plans (net of tax expense of \$-, \$9 and \$1)	6	(12)	1
ASU 2018-02 stranded tax effects (Note 1)	(1)	-	-
<b>Noncontrolling interests in subsidiary at end of period</b>	<u><b>\$ 2,473</b></u>	<u><b>\$ 1,951</b></u>	<u><b>\$ 1,822</b></u>
<b>Total membership interests at end of period</b>	<u><b>\$ 11,174</b></u>	<u><b>\$ 8,779</b></u>	<u><b>\$ 8,152</b></u>

See Notes to Financial Statements.

SH TEXTD

## ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

### 1. DESCRIPTION OF BUSINESS AND SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

#### *Description of Business*

References in this report to “we,” “our,” “us” and “the company” are to Oncor Holdings and/or its direct or indirect subsidiaries as apparent in the context. The financial statements are comprised almost entirely of the operations of Oncor; consequently, there are no separate reportable business segments. See “Glossary” for definition of terms and abbreviations.

We are a Dallas, Texas-based holding company whose financial statements are comprised almost entirely of the operations of our direct, majority (80.25%) owned subsidiary, Oncor. Oncor is a regulated electricity transmission and distribution company principally engaged in providing delivery services to REPs that sell power in the north-central, eastern and western parts of Texas. Oncor Holdings is indirectly wholly owned by Sempra. We are managed as an integrated business; consequently, there are no separate reportable business segments.

Our consolidated financial statements for the fiscal year ended December 31, 2019, include the results of Oncor’s wholly owned indirect subsidiary, NTU, which is a regulated utility that provides electricity transmission delivery service in the north-central, western and panhandle regions of Texas. Oncor acquired NTU as part of the InfraREIT Acquisition that closed on May 16, 2019.

#### *Ring-Fencing Measures*

Since 2007, various ring-fencing measures have been taken to enhance our credit quality and the separateness between the Oncor Ring-Fenced Entities and entities with ownership interests in Oncor or Oncor Holdings. These ring-fencing measures serve to mitigate the Oncor Ring-Fenced Entities’ credit exposure to owners of Oncor and Oncor Holdings, and to reduce the risk that the assets and liabilities of Oncor Ring-Fenced Entities would be substantively consolidated with the assets and liabilities of any direct or indirect owners of Oncor and Oncor Holdings in connection with a bankruptcy of any such entities. These measures include the November 2008 sale of 19.75% of Oncor’s equity interests to Texas Transmission.

In March 2018, Sempra indirectly acquired Oncor Holdings through the Sempra Acquisition. The Sempra Acquisition was consummated after obtaining the approval of the bankruptcy court in the EFH Bankruptcy Proceedings and the PUCT. The PUCT approval was obtained in Docket No. 47675, and the final order issued in that docket (Sempra Order) outlines certain ring-fencing measures, governance mechanisms and restrictions that apply after the Sempra Acquisition. As a result of these ring-fencing measures, Sempra does not control Oncor or Oncor Holdings, and the ring-fencing measures limit Sempra’s ability to direct the management, policies and operations of Oncor and Oncor Holdings, including the deployment or disposition of Oncor’s assets, declarations of dividends, strategic planning and other important corporate issues and actions.

None of the assets of the Oncor Ring-Fenced Entities are available to satisfy the debt or obligations of any Sempra entity or any other direct or indirect owner of Oncor or Oncor Holdings. The assets and liabilities of the Oncor Ring-Fenced Entities are separate and distinct from those of any Sempra entities and any other direct or indirect owner of Oncor or Oncor Holdings. We do not bear any liability for debt or contractual obligations of Sempra and its affiliates or any other direct or indirect owner of Oncor or Oncor Holdings, and vice versa. Accordingly, our operations are conducted, and our cash flows are managed, independently from Sempra and its affiliates and any other direct or indirect owner of Oncor or Oncor Holdings.

Oncor and Oncor Holdings are each a limited liability company governed by a board of directors, not its members. The Sempra Order and Oncor’s limited liability company agreement require that the board of directors of Oncor consist of thirteen members, constituted as follows:



SIN TEXTD

- seven Disinterested Directors, who (i) shall be independent directors in all material respects under the rules of the New York Stock Exchange in relation to Sempra or its subsidiaries and affiliated entities and any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, and (ii) shall have no material relationship with Sempra or its subsidiaries or affiliated entities or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, currently or within the previous ten years;
- two members designated by Sempra (through Oncor Holdings);
- two members designated by Texas Transmission; and
- two current or former officers of Oncor (the Oncor Officer Directors), currently Robert S. Shapard and E. Allen Nye, Jr., who are Oncor's Chairman of the Board and Chief Executive, respectively.

In order for a current or former officer of Oncor to be eligible to serve as an Oncor Officer Director, the officer cannot have worked for Sempra or any of its affiliates (excluding Oncor Holdings and Oncor) or any other entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings in the ten-year period prior to the officer being employed by Oncor. Oncor Holdings, at the direction of STIH, has the right to nominate and/or seek the removal of the Oncor Officer Directors, subject to approval by a majority of the Oncor board of directors. STIH is a wholly owned indirect subsidiary of, and controlled by, Sempra following the Sempra Acquisition.

The Sempra Order and our limited liability company agreement require that the board of directors of Oncor Holdings consist of eleven members, made up of six Disinterested Directors, two current or former officers of Oncor Holdings (currently Mr. Shapard and Mr. Nye) and two members designated by Sempra (through STIH).

In addition, the Sempra Order provides that the boards of directors of Oncor and Oncor Holdings cannot be overruled by the board of Sempra or any of its subsidiaries on dividend policy, the issuance of dividends or other distributions (except for contractual tax payments), debt issuance, capital expenditures, operation and maintenance expenditures, management and service fees, and appointment or removal of board members, provided that certain actions may also require the additional approval of the Oncor Holdings board of directors. The Sempra Order also provides that any changes to the size, composition, structure or rights of the boards of directors of each of Oncor Holdings and Oncor must first be approved by the PUCT. In addition, if Sempra acquires Texas Transmission's interest in Oncor, the two board positions on Oncor's board of directors that Texas Transmission is entitled to appoint will be eliminated and the size of Oncor's board of directors will be reduced by two.

Additional regulatory commitments, governance mechanisms and restrictions provided in the Sempra Order and the limited liability company agreements of Oncor and Oncor Holdings to ring-fence Oncor and Oncor Holdings from their owners include, among others:

- A majority of the Disinterested Directors of Oncor must approve any annual or multi-year budget if the aggregate amount of capital expenditures or operating and maintenance expenditures in such budget is more than a 10% increase or decrease from the corresponding amounts of such expenditures in the budget for the preceding fiscal year or multi-year period, as applicable;
- Oncor and Oncor Holdings may not pay any dividends or make any other distributions (except for contractual tax payments) if a majority of its Disinterested Directors determines that it is in the best interests of the company to retain such amounts to meet expected future requirements;
- At all times, Oncor will remain in compliance with the debt-to-equity ratio established by the PUCT from time to time for ratemaking purposes, and Oncor will not pay dividends or other distributions (except for contractual tax payments), if that payment would cause its debt-to-equity ratio to exceed the debt-to-equity ratio approved by the PUCT;
- If the credit rating on Oncor's senior secured debt by any of the three major rating agencies falls below BBB (or the equivalent), Oncor will suspend dividends and other distributions (except for contractual tax payments), unless otherwise allowed by the PUCT;
- Without the prior approval of the PUCT, neither Sempra nor any of its affiliates (excluding Oncor) will incur, guaranty or pledge assets in respect of any indebtedness that is dependent on the revenues of Oncor

SIN TEXTO

in more than a proportionate degree than the other revenues of Sempra or on the stock of Oncor, and there will be no debt at STH or STIH at any time following the closing of the Sempra Acquisition;

- Neither Oncor nor Oncor Holdings will lend money to or borrow money from Sempra or any of its affiliates (other than Oncor subsidiaries), or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, and neither Oncor nor Oncor Holdings will share credit facilities with Sempra or any of its affiliates (other than Oncor subsidiaries), or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings;
- There must be maintained certain “separateness measures” that reinforce the financial separation of Oncor and Oncor Holdings from their owners, including a requirement that dealings between Oncor, Oncor Holdings and their subsidiaries with Sempra, any of Sempra’s other affiliates or any entity with a direct or indirect ownership interest in Oncor or Oncor Holdings, must be on an arm’s-length basis, limitations on affiliate transactions, separate recordkeeping requirements and a prohibition on Sempra or its affiliates pledging Oncor assets or stock for any entity other than Oncor; and
- Sempra will continue to hold indirectly at least 51% of the ownership interests in Oncor and Oncor Holdings for at least five years following the closing of the Sempra Acquisition, unless otherwise specifically authorized by the PUCT.

### ***Basis of Presentation***

Our consolidated financial statements have been prepared in accordance with GAAP governing rate-regulated operations. All dollar amounts in the financial statements and tables in the notes are stated in millions of U.S. dollars unless otherwise indicated. Subsequent events have been evaluated through the date these consolidated financial statements were issued.

### ***Use of Estimates***

Preparation of our financial statements requires management to make estimates and assumptions about future events that affect the reporting of assets and liabilities at the balance sheet dates and the reported amounts of revenue and expense, including fair value measurements. In the event estimates and/or assumptions prove to be different from actual amounts, adjustments are made in subsequent periods to reflect more current information. No material adjustments were made to previous estimates or assumptions during the current year.

### ***Revenue Recognition***

Oncor’s revenue is billed under tariffs approved by the PUCT and the majority of revenues are related to providing electric delivery service to consumers. Tariff rates are designed to recover the cost of providing electric delivery service including a reasonable rate of return on invested capital. Revenues are generally recognized when the underlying service has been provided in an amount prescribed by the related tariff. See Note 4 for additional information regarding revenues.

### ***Goodwill***

The increase in goodwill to \$4,628 million at December 31, 2019 from \$4,064 million at December 31, 2018 is due to the InfraREIT Acquisition. See Note 2 for more information on the InfraREIT Acquisition.

### ***Impairment of Long-Lived Assets and Goodwill***

We evaluate long-lived assets (including intangible assets with finite lives) for impairment whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amount of an asset may not be recoverable. We also evaluate goodwill for impairment annually on October 1 and whenever events or changes in circumstances indicate that an impairment may exist. The determination of the existence of these and other indications of impairment involves judgments that are subjective in nature and may require the use of estimates in forecasting future results and cash flows.

SIN TEXT ©





If at the assessment date our carrying value exceeds our estimated fair value (enterprise value), then the estimated enterprise value is compared to the estimated fair values of our operating assets (including identifiable intangible assets) and liabilities at the assessment date. The resultant implied goodwill amount is compared to the recorded goodwill amount. Any excess of the recorded goodwill amount over the implied goodwill amount is written off as an impairment charge.

In each of 2019, 2018 and 2017, we concluded, based on a qualitative assessment, that our estimated enterprise fair value was more likely than not greater than our carrying value. As a result, no additional testing for impairment was required and no impairments were recognized.

### ***Income Taxes***

Oncor is a partnership for US federal income tax purposes. Our tax sharing agreement with Oncor and STH, as successor to EFH Corp., includes Texas Transmission. The tax sharing agreement provides for the calculation of tax liability substantially as if we and Oncor file our own income tax returns, and requires tax payments to members determined on that basis (without duplication for any income taxes paid by our subsidiaries). Deferred income taxes are provided for temporary differences between our book and tax bases of assets and liabilities.

Amounts of deferred income tax assets and liabilities, as well as current and noncurrent accruals, are determined in accordance with the provisions of accounting guidance for income taxes and for uncertainty in income taxes. The accounting guidance for rate-regulated enterprises requires the recognition of regulatory assets or liabilities if it is probable such deferred tax amounts will be recovered from, or returned to customers in future rates. Investment tax credits are amortized to income over the estimated lives of the related properties.

We classify any interest and penalties expense related to uncertain tax positions as current income taxes as discussed in Note 5.

### ***Defined Benefit Pension Plans and Oncor OPEB Plans***

Oncor has liabilities under pension plans that offer benefits based on either a traditional defined benefit formula or a cash balance formula and Oncor OPEB plans that offer certain health care and life insurance benefits to eligible employees and their eligible dependents upon the retirement of such employees. Costs of pension and Oncor OPEB plans are dependent upon numerous factors, assumptions and estimates. See Note 11 for additional information regarding pension and OPEB plans.

### ***System of Accounts***

Our accounting records have been maintained in accordance with the FERC Uniform System of Accounts as adopted by the PUCT.

### ***Property, Plant and Equipment***

Properties are stated at original cost. The cost of self-constructed property additions includes materials and both direct and indirect labor and applicable overhead and an allowance for funds used during construction.

Depreciation of property, plant and equipment is calculated on a straight-line basis over the estimated service lives of the properties based on depreciation rates approved by the PUCT. As is common in the industry, depreciation expense is recorded using composite depreciation rates that reflect blended estimates of the lives of major asset groups as compared to depreciation expense calculated on a component asset-by-asset basis. Depreciation rates include plant removal costs as a component of depreciation expense, consistent with regulatory treatment. Actual removal costs incurred are charged to accumulated depreciation. Accrued removal costs in excess of incurred removal costs are reclassified as a regulatory liability to retire assets in the future.

SIN TEXTC



### ***Regulatory Assets and Liabilities***

Oncor is subject to rate regulation and our financial statements reflect regulatory assets and liabilities in accordance with accounting standards related to the effect of certain types of regulation. Regulatory assets and liabilities represent probable future revenues that will be recovered from or refunded to customers through the ratemaking process based on PURA and/or the PUCT's orders, precedents or substantive rules. Rate regulation is premised on the full recovery of prudently incurred costs and a reasonable rate of return on invested capital subject to PUCT review for reasonableness and prudence and possible disallowance. Regulatory decisions can have an impact on the recovery of costs, the rate earned on invested capital and the timing and amount of assets to be recovered by rates. See Note 3 for more information regarding regulatory assets and liabilities.

### ***Franchise Taxes***

Franchise taxes are assessed to Oncor by local governmental bodies, based on kWh delivered and are a principal component of taxes other than income taxes as reported in the income statement. Franchise taxes are not a "pass through" item. The rates Oncor charges customers are intended to recover the franchise taxes, but Oncor is not acting as an agent to collect the taxes from customers.

### ***Allowance for Funds Used During Construction (AFUDC)***

AFUDC is a regulatory cost accounting procedure whereby both interest charges on borrowed funds and a return on equity capital used to finance construction are included in the recorded cost of utility plant and equipment being constructed. AFUDC is capitalized on all projects involving construction periods lasting greater than thirty days. The interest portion of capitalized AFUDC is accounted for as a reduction to interest expense and the equity portion of capitalized AFUDC is accounted for as other income. See Note 15 for detail of amounts reducing interest expense and increasing other income.

### ***Cash and Cash Equivalents***

For purposes of reporting cash and cash equivalents, temporary cash investments purchased with an original maturity of three months or less are considered to be cash equivalents.

### ***Fair Value of Nonderivative Financial Instruments***

The carrying amounts for financial assets classified as current assets and the carrying amounts for financial liabilities classified as current liabilities approximate fair value due to the short maturity of such instruments. The fair values of other financial instruments, for which carrying amounts and fair values have not been presented, are not materially different than their related carrying amounts. The following discussion of fair value accounting standards applies primarily to our determination of the fair value of assets in the pension and Oncor OPEB plans' trusts (see Note 11) and long-term debt (see Note 7).

Accounting standards related to the determination of fair value define fair value as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability in an orderly transaction between market participants at the measurement date. We use a "mid-market" valuation convention (the mid-point price between bid and ask prices) as a practical expedient to measure fair value for the majority of our assets and liabilities subject to fair value measurement on a recurring basis. We primarily use the market approach for recurring fair value measurements and use valuation techniques to maximize the use of observable inputs and minimize the use of unobservable inputs.

We categorize our assets and liabilities recorded at fair value based upon the following fair value hierarchy:

- Level 1 valuations use quoted prices in active markets for identical assets or liabilities that are accessible at the measurement date. An active market is a market in which transactions for the asset or liability occur with sufficient frequency and volume to provide pricing information on an ongoing basis.
- Level 2 valuations use inputs that, in the absence of actively quoted market prices, are observable for the asset or liability, either directly or indirectly. Level 2 inputs include: (a) quoted prices for similar assets or

SIN TEXTD

liabilities in active markets, (b) quoted prices for identical or similar assets or liabilities in markets that are not active, (c) inputs other than quoted prices that are observable for the asset or liability such as interest rates and yield curves observable at commonly quoted intervals and (d) inputs that are derived principally from or corroborated by observable market data by correlation or other means. Our Level 2 valuations utilize over-the-counter broker quotes, quoted prices for similar assets or liabilities that are corroborated by correlations or other mathematical means and other valuation inputs.

- Level 3 valuations use unobservable inputs for the asset or liability. Unobservable inputs are used to the extent observable inputs are not available, thereby allowing for situations in which there is little, if any, market activity for the asset or liability at the measurement date. We use the most meaningful information available from the market combined with internally developed valuation methodologies to develop our best estimate of fair value.

We utilize several different valuation techniques to measure the fair value of assets and liabilities, relying primarily on the market approach of using prices and other market information for identical and/or comparable assets and liabilities for those items that are measured on a recurring basis.

The fair value of certain investments is measured using the net asset value (NAV) per share as a practical expedient. Such investments measured at NAV are not required to be categorized within the fair value hierarchy.

#### ***Derivative Instruments and Mark-to-Market Accounting***

From time-to-time Oncor enters into derivative instruments to hedge interest rate risk. If the instrument meets the definition of a derivative under accounting standards related to derivative instruments and hedging activities, the fair value of each derivative is recognized on the balance sheet as a derivative asset or liability and changes in the fair value are recognized in net income, unless criteria for cash flow hedge accounting are met. This recognition is referred to as “mark-to-market” accounting.

#### ***Changes in Accounting Standards***

**Topic 842, “Leases”** – In February 2016, the FASB issued ASU 2016-02 which created FASB Topic 842, Leases (Topic 842). Topic 842 amends previous GAAP to require the balance sheet recognition of substantially all lease assets and liabilities, including operating leases. Operating lease liabilities are not classified as debt for GAAP purposes under Topic 842 and are not treated as debt for our regulatory purposes. All of Oncor’s existing leases meet the definition of an operating lease. Under the new rules, the recognition of any finance leases (previously known as capital leases) on the balance sheet are classified as debt for both GAAP and regulatory capital structure purposes (see Note 7 for details) similar to the previous capital lease treatment.

We adopted Topic 842 on January 1, 2019, using the optional transition method to apply the new guidance prospectively and not restate comparative periods. We elected the package of practical expedients that permits us to not reassess (a) whether a contract is or contains a lease, (b) lease classification or (c) determination of initial direct costs, which allows us to carry forward accounting conclusions under previous GAAP on contracts that commenced prior to adoption of the lease standard. We also elected the land easement practical expedient, which allows us to continue to account for pre-existing land easements under our accounting policy that existed before adoption of the lease standard. We did not elect the practical expedient to use hindsight in making judgments when determining the lease term.



SIN TEXTO



The adoption of Topic 842 affects our balance sheet, as our contracts for office space, service centers and fleet vehicles are operating leases. The following table shows the increases on our balance sheet at January 1, 2019 from the initial adoption of Topic 842.

	<u>At January 1, 2019</u>	
<u>Operating Leases:</u>		
ROU assets:		
Operating lease ROU and other assets	\$	82
Lease liabilities:		
Operating lease and other current liabilities	\$	26
Employee benefit, operating lease and other obligations		56
Total operating lease liabilities	\$	82

SN TEXTD

**Topic 220, “Income Statement—Reporting Comprehensive Income” amended by ASU 2018-02, “Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income”** – In February 2018, the FASB issued ASU 2018-02, an amendment to Topic 220. Under ASU 2018-02, an entity is required to provide certain disclosures regarding stranded tax effects, including its accounting policy related to releasing the income tax effects from accumulated other comprehensive income (AOCI). We elected to reclassify stranded tax effects resulting from the TCJA from AOCI to capital accounts. Our stranded tax effects in AOCI, which are related to our defined benefit pension plans and previous interest rate cash flow hedges, were \$19 million and increased our capital account upon reclassification. We adopted the standard on a prospective basis effective January 1, 2019.

**Topic 326, “Financial Instruments—Credit Losses”** – In June 2016 the FASB issued ASU No. 2016-13, which changes how entities account for credit losses on receivables and certain other assets. The guidance requires use of a current expected credit loss model, which may result in earlier recognition of credit losses than under previous accounting standards. Topic 326 is required to be adopted in the first quarter of fiscal 2020 with earlier adoption permitted. We adopted on a prospective basis effective January 1, 2020. The adoption of the new standard did not have a material impact on our consolidated financial statements.

**Topic 350, “Intangibles, Goodwill and Other—Internal-Use Software (Subtopic 40): Customer’s Accounting for Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Arrangement That Is a Service”** – In August 2018, the FASB issued ASU 2018-15 which clarifies the accounting for implementation costs in cloud computing arrangements. ASU 2018-15 is required to be adopted in the first quarter of fiscal 2020 with earlier adoption permitted. We have early adopted on a prospective basis effective July 1, 2019. The early adoption did not have a material effect on our consolidated financial statements.

## **2. ACQUISITION ACTIVITY**

### ***InfraREIT Acquisition***

On May 16, 2019, Oncor completed the InfraREIT Acquisition, pursuant to which it acquired all of the equity interests of InfraREIT and its subsidiary, InfraREIT Partners. The InfraREIT Acquisition occurred through the merger of InfraREIT with and into a newly formed wholly owned subsidiary of Oncor, followed by the merger of another newly formed wholly owned subsidiary of Oncor with and into InfraREIT Partners. The stockholders of InfraREIT and the limited partners of InfraREIT Partners received \$21.00 in cash per share of common stock or limited partnership unit, as applicable, resulting in a total cash consideration of \$1,275 million. In addition, Oncor paid certain transaction costs incurred by InfraREIT (including a management agreement termination fee of \$40 million that InfraREIT paid an affiliate of Hunt Consolidated, Inc. at closing), with the aggregate cash consideration and payment of InfraREIT expenses totaling \$1,324 million.

In connection with and immediately following the closing of the InfraREIT Acquisition, on May 16, 2019, Oncor extinguished all \$953 million outstanding principal amount of debt of InfraREIT and its subsidiaries through repaying \$602 million principal amount of InfraREIT subsidiary debt and exchanging \$351 million principal amount of InfraREIT subsidiary debt for new Oncor senior secured debt, as discussed in more detail in Notes 6 and 7.

On May 15, 2019, in connection with the InfraREIT Acquisition, Oncor received capital contributions in an aggregate amount of \$1,330 million from Semptra and certain indirect equity holders of Texas Transmission to fund the cash consideration and certain transaction expenses.

As a condition to the InfraREIT Acquisition, SDTS, and SDTS’s tenant, SU, completed the SDTS-SU Asset Exchange immediately prior to the closing of the InfraREIT Acquisition, pursuant to which SDTS exchanged certain of its south Texas assets for certain north Texas assets owned by SU. The north Texas assets acquired by SDTS consisted of certain real property and other assets owned by SU and used in the electric transmission and distribution business in central, north and west Texas, as well as equity interests in GS Project Entity, L.L.C., a Texas limited liability company that was merged with and into SDTS. The south Texas assets acquired by SU consisted of real property and other assets near the Texas-Mexico border. As a result of the InfraREIT Acquisition closing, Oncor and its subsidiary NTU now own all of the assets and projects in the north, central, west and panhandle regions of Texas held by SDTS and SU immediately prior to the InfraREIT Acquisition, and Sharyland owns the assets that were held by SU and SDTS in south Texas immediately prior to the InfraREIT Acquisition. The assets Oncor acquired include

SIN TEXT0



approximately 1,575 miles of transmission lines, including 1,235 circuit miles of 345kV transmission lines and approximately 340 circuit miles of 138kV transmission lines. The north, central, and west Texas transmission system acquired by Oncor in the transaction is directly connected to approximately 20 operational generation facilities totaling approximately 3,900 MW and serves over 50 substations. Oncor also acquired various projects in the north, central, west and panhandle regions of Texas, including a joint project with Lubbock Power & Light (LP&L) for the build out and associated station work to join most of the City of Lubbock's electric facilities to the ERCOT market. Costs and investments for this project are ultimately to be split between Oncor and LP&L, with Oncor performing the construction and invoicing LP&L for its portion of the costs on a monthly basis.

In addition, as a condition to the closing of the SDTS-SU Asset Exchange, Sempra acquired an indirect 50 percent interest in Sharyland Holdings, the parent of Sharyland, in the Sempra-Sharyland Transaction. As a result of the Sempra-Sharyland Transaction, Sharyland is now Oncor's affiliate for purposes of PUCT rules. Pursuant to the agreement governing the SDTS-SU Asset Exchange and the PUCT order in Docket No. 48929 approving the InfraREIT Acquisition, upon closing of the InfraREIT Acquisition Oncor entered into an operation agreement pursuant to which Oncor will provide certain operations services to Sharyland at cost with no markup or profit.

### Business Combination Accounting

We and Oncor accounted for the InfraREIT Acquisition as a business acquisition with identifiable assets acquired and liabilities assumed recorded at their estimated fair values on the closing date. The combined results of operations are reported in our consolidated financial statements beginning as of the closing date. A summary of techniques used to estimate the preliminary fair value of the identifiable assets and liabilities is listed below.

- Assets and liabilities that are included in the PUCT cost-based regulatory rate-setting processes are recorded at fair values equal to their regulatory carrying value consistent with GAAP and industry practice.
- Working capital was valued using market information (Level 2).

The following tables set forth the purchase price paid and the allocation of the total purchase price paid to the identifiable assets acquired and liabilities assumed. The purchase price allocation is preliminary and the allocation to each identifiable asset acquired and liability assumed may change based upon the receipt of more detailed information and additional analyses related primarily to income tax liabilities. In the year ended December 31, 2019, Oncor made various purchase price allocation adjustments related primarily to working capital accounts resulting in an \$11 million reduction to goodwill. We currently expect the final purchase price allocation will be completed no later than the second quarter of 2020.

The total purchase price paid was comprised of the following

Purchase of outstanding InfraREIT shares and units	\$ 1,275
Certain transaction costs of InfraREIT paid by Oncor (a)	49
Total purchase price paid	<u>\$ 1,324</u>

- (a) Represents certain transaction costs incurred by InfraREIT in connection with the transaction and paid by Oncor, including a \$40 million management termination fee payable to an affiliate of Hunt Consolidated, Inc.

SIN TEXT O

Purchase price allocation is as follows:

	As of May 16, 2019
Assets acquired:	
Current assets	\$ 45
Property, plant and equipment - net	1,800
Goodwill	564
Regulatory assets	16
Deferred tax assets	15
Other noncurrent assets	10
Total assets acquired	<u>2,450</u>
Liabilities assumed:	
Short-term debt	115
Other current liabilities	24
Regulatory liabilities	148
Long-term debt, including due currently	839
Total liabilities assumed	<u>1,126</u>
Net assets acquired	<u>1,324</u>
Total purchase price paid	<u>\$ 1,324</u>

The goodwill of \$564 million arising from the InfraREIT Acquisition is attributable to the assets acquired, which expand Oncor's transmission footprint and help Oncor support ERCOT market growth. None of the goodwill is recoverable nor provides a tax benefit in the rate-making process. No employee benefit obligations were assumed in the acquisition.

Acquisition costs incurred in the InfraREIT Acquisition by Oncor and recorded to other deductions totaled \$9 million in 2019. Our statements of consolidated income include revenues and net income of the acquired business totaling \$156 million and \$58 million, respectively, since the May 16, 2019 acquisition date. The goodwill at Oncor Holdings is less than at Oncor because at Oncor Holdings there were no tax and book basis differences of the net assets acquired at the acquisition date.

#### Unaudited Pro Forma Financial Information

The following unaudited pro forma financial information for the year ended December 31, 2019 and 2018 assumes that the InfraREIT Acquisition occurred on January 1, 2018. The unaudited pro forma financial information is provided for information purposes only and is not necessarily indicative of the results of operations that would have occurred had the InfraREIT Acquisition been completed on January 1, 2018, nor is the unaudited pro forma financial information indicative of future results of operations, which may differ materially from the pro forma financial information presented here.

	Year Ended December 31,	
	2019	2018
Oncor Consolidated Pro Forma Revenues	\$ 4,431	\$ 4,318

The unaudited pro forma financial information above excludes pro forma earnings due to the impracticability of a calculation. The acquiree previously operated under a real estate investment trust structure with a unique cost structure and unique federal tax attributes. An accurate retrospective application cannot be objectively and reliably calculated as the new cost structure and new tax attributes would require a significant amount of estimates and judgments.

SIN TEXTU

**COPY SIMPLE**

***Sharyland 2017 Asset Exchange***

In November, 2017, Oncor exchanged approximately \$383 million of its transmission assets, consisting of 517 circuit miles of 345kV transmission lines, and approximately \$25 million in cash for approximately \$408 million of the Sharyland Entities' distribution assets (constituting substantially all of their electricity distribution business) and certain of their transmission assets, pursuant to the Sharyland 2017 Agreement. The Sharyland 2017 Asset Exchange expanded Oncor's customer base in west Texas and provides some potential growth opportunities for its distribution network. The exchange of assets between Oncor and the Sharyland Entities was structured to qualify, in part, as a simultaneous tax deferred like kind exchange to the extent that the assets exchanged are of "like kind" (within the meaning of section 1031 of the Code). The Sharyland 2017 Asset Exchange did not have a material effect on our results of operations, financial position or cash flows.



SIN TEXTU

### 3. REGULATORY MATTERS

#### *Regulatory Assets and Liabilities*

Recognition of regulatory assets and liabilities and the periods over which they are to be recovered or refunded through rate regulation reflect the decisions of the PUCT. Components of regulatory assets and liabilities and their remaining recovery periods as of December 31, 2019 are provided in the table below. Amounts not earning a return through rate regulation are noted.

	Remaining Rate Recovery/Amortization Period at	At December 31,	
	December 31, 2019	2019	2018
Regulatory assets:			
Employee retirement liability (a)(b)(c)	To be determined	\$ 623	\$ 648
Employee retirement costs being amortized	8 years	262	297
Employee retirement costs incurred since the last rate review period (b)	To be determined	79	73
Self-insurance reserve (primarily storm recovery costs) being amortized	8 years	309	351
Self-insurance reserve incurred since the last rate review period (primarily storm related) (b)	To be determined	238	59
Securities reacquisition costs	Lives of related debt	29	10
Deferred conventional meter and metering facilities depreciation	1 year	15	36
Under-recovered AMS costs	8 years	170	185
Energy efficiency performance bonus (a)	1 year or less	9	7
Wholesale distribution substation service	To be determined	34	15
Other regulatory assets	Various	7	10
Total regulatory assets		1,775	1,691
Regulatory liabilities:			
Estimated net removal costs	Lives of related assets	1,178	1,023
Excess deferred taxes	Primarily over lives of related assets	1,574	1,571
Over-recovered wholesale transmission service expense (a)	1 year or less	30	89
Other regulatory liabilities	Various	11	14
Total regulatory liabilities		2,793	2,697
Net regulatory assets (liabilities)		\$ (1,018)	\$ (1,006)

(a) Not earning a return in the regulatory rate-setting process.

(b) Recovery is specifically authorized by statute or by the PUCT, subject to reasonableness review.

(c) Represents unfunded liabilities recorded in accordance with pension and OPEB accounting standards.

#### *InfraREIT Acquisition Approval (PUCT Docket No. 48929)*

On May 9, 2019, the PUCT issued a final order in Docket No. 48929 approving the transactions contemplated by the InfraREIT Acquisition, including the SDTS-SU Asset Exchange, and the Sempra-Sharyland Transaction. For more information on these transactions, see Note 2.

SIN TEXTD

***Regulatory Status of the TCJA***

The excess deferred tax related balances above are primarily the result of the TCJA corporate federal income tax rate reduction from 35% to 21%. These regulatory liabilities reflect Oncor's obligation, as required by PUCT order in Docket No. 46957, to refund to utility customers any excess deferred tax related balances created by the reduction in the corporate federal income tax rate through reductions in Oncor's tariffs.

In 2018, Oncor made filings to incorporate the impacts of the TCJA into Oncor's tariffs, including the reduction in the corporate income tax rate from 35% to 21% and amortization of excess deferred federal income taxes. In September 2018, Oncor reached an unopposed stipulation regarding an overall settlement of the TCJA impacts. The settlement included, on an annual basis, a \$144 million decrease in Oncor's revenue requirement related to the reduction of income tax expense currently in rates and a \$75 million decrease related to amortization of excess deferred federal income taxes. Unprotected excess deferred federal income taxes are being refunded over a ten-year period and the protected excess deferred federal income taxes are being refunded over the lives of the related assets.

The settlement rates were implemented on an interim basis during 2018 and were approved by the PUCT on April 4, 2019. During 2018, interim TCOS rates included refunds of excess deferred federal income taxes that were lower than the amount ultimately approved by the PUCT. Therefore, the PUCT approved in Docket 49160 an additional one time refund of \$9 million, which was made in April and May of 2019.

***DCRF (PUCT Docket No. 49427)***

On April 8, 2019, Oncor filed with the PUCT, as well as with cities with original jurisdiction over Oncor's rates, an application for approval of an updated DCRF. The DCRF allows Oncor to recover, primarily through Oncor's tariff for retail delivery service, certain costs related to Oncor's distribution investments. In Oncor's DCRF application, Oncor requested a \$29 million increase in annual distribution revenues related to 2018 distribution investments. On May 30, 2019, a stipulated settlement agreement among the parties to the proceeding was reached that included a \$25 million increase in annual distribution revenues, and, on June 10, 2019, interim rates based on the stipulated settlement agreement were authorized to begin on September 1, 2019. On September 12, 2019, the PUCT issued a final order implementing the settlement agreement and rates.

***AMS Final Reconciliation (PUCT Docket No. 49721)***

On July 9, 2019, Oncor filed a request with the PUCT for a final reconciliation of Oncor's AMS costs. Effective with the implementation of rates pursuant to the Docket No. 46957 rate review, Oncor ceased recovering AMS charges through a surcharge on November 26, 2017, and AMS costs are now being recovered through base rates. Oncor made the following requests in Oncor's AMS reconciliation filing:

- a reconciliation of all costs incurred with the \$87 million of revenues collected during the final period of the AMS surcharge from January 1, 2017 to November 26, 2017,
- a final PUCT determination of the net operating cost savings of \$16 million from the final period of Oncor's AMS deployment that were used to reduce the amount of costs that were ultimately recovered through Oncor's AMS surcharge,
- authorization to add the under-recovery of the 2017 AMS costs from this reconciliation proceeding of \$6 million to the existing AMS regulatory asset currently being recovered through base rates, and
- authorization to establish a regulatory asset to capture the costs associated with this reconciliation proceeding (if approved, Oncor would seek recovery of that regulatory asset in a future Oncor rate case).

On October 8, 2019, Oncor filed a joint motion to admit evidence and for approval of a joint proposed order that implements the requests detailed above, as agreed to by the PUCT staff and the Steering Committee of Cities. On December 16, 2019, the PUCT signed a Final Order approving Oncor's requests as listed above.

SUB TEXT D



**2017 Rate Review (PUCT Docket No. 46957)**

In response to resolutions passed by numerous cities with original jurisdiction over electric utility rates, Oncor filed rate review proceedings with the PUCT and original jurisdiction cities in Oncor's service territory in March 2017 based on a January 1, 2016 to December 31, 2016 test year.

In July 2017, Oncor and certain parties to Oncor's rate review agreed to a settlement of that rate review, and on August 2, 2017 a settlement agreement was filed with the PUCT that settled all issues in the docket. On October 13, 2017, the PUCT issued an order approving the settlement of the rate review, subject to closing of the Sharyland 2017 Asset Exchange, which closed on November 9, 2017. As a result of the closing, the contingency in the PUCT Docket No. 46957 order was met and Oncor's new rates as set forth in that order took effect on November 27, 2017. The order also required Oncor to record as a regulatory liability, instead of revenue, the amount that Oncor collected through Oncor's approved tariffs for federal income taxes that was above the new corporate federal income rate. Other significant findings in the order include a change in Oncor's authorized return on equity to 9.80% and a change in Oncor's authorized regulatory capital structure to 57.5% debt to 42.5% equity. Oncor's previous authorized return on equity was 10.25% and Oncor's previous authorized regulatory capital structure was 60% debt to 40% equity. The PUCT order required Oncor to record a regulatory liability from November 27, 2017 until the new authorized regulatory capital structure was met to reflect Oncor's actual capitalization prior to achieving the authorized capital structure. Oncor's authorized regulatory capital structure was met in May 2018, and therefore Oncor ceased accruing amounts to the capital structure refund regulatory liability as of that time. The regulatory liability of \$6 million was approved on September 14, 2018 in PUCT Docket No. 48522, and the liability was subsequently returned to customers in September 2018.

Also, in accordance with the rate review final order, effective November 27, 2017, the AMS surcharge ceased and ongoing AMS costs are being recovered through base rates which include the recovery of the AMS regulatory asset over a 10-year period. Oncor continues to recover previously approved retired conventional meters over time as a regulatory asset.

**Sharyland 2017 Asset Exchange (PUCT Docket No. 47469)**

On July 21, 2017, Oncor entered into the Sharyland 2017 Agreement, which provided for Oncor to exchange certain of Oncor's transmission assets and cash for certain of the Sharyland Entities' distribution assets (constituting substantially all of their electricity distribution business) and certain of their transmission assets. On October 13, 2017, the PUCT issued an order approving the Sharyland 2017 Asset Exchange and on November 9, 2017, the parties consummated the transaction. For more information on the Sharyland 2017 Agreement and the Sharyland 2017 Asset Exchange, see Note 2.

We and Oncor are involved in various other regulatory proceedings in the normal course of business, the ultimate resolution of which, in the opinion of management, should not have a material effect upon our financial position, results of operations or cash flows.

#### **4. REVENUES**

**General**

Oncor's revenue is billed monthly under tariffs approved by the PUCT and the majority of revenues are related to providing electric delivery service to consumers. Tariff rates are designed to recover the cost of providing electric delivery service to customers including a reasonable rate of return on invested capital. As the volumes delivered can be directly measured, Oncor revenues are recognized when the underlying service has been provided in an amount prescribed by the related tariff. Oncor recognizes revenue in the amount that it has the right to invoice. Substantially all of Oncor's revenues are from contracts with customers except for alternative revenue program revenues discussed below.

SIN TEXTO



### ***Reconcilable Tariffs***

The PUCT has designated certain tariffs (primarily TCRF and EECRF) as reconcilable, which means the differences between amounts billed under these tariffs and the related incurred costs are deferred as either regulatory assets or regulatory liabilities. Accordingly, at prescribed intervals, future tariffs are adjusted to either repay regulatory liabilities or collect regulatory assets.

### ***Alternative Revenue Program***

The PUCT has implemented an incentive program allowing Oncor to earn performance bonuses by exceeding PURA-mandated energy efficiency program targets. This incentive program and the related performance bonus revenues are considered an "alternative revenue program" under GAAP. Annual performance bonuses are recognized as revenue when approved by the PUCT, typically in the third or fourth quarter each year. In 2019 and 2018, the PUCT approved a \$9 million and \$7 million bonus that Oncor recognized in revenues in 2019 and 2018, respectively.

### ***Disaggregation of Revenues***

The following table reflects electric delivery revenues disaggregated by tariff:

	<b>Year Ended December 31,</b>	
	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b><u>Operating revenues</u></b>		
<b>Revenues contributing to earnings:</b>		
Distribution base revenues	\$ 2,143	\$ 2,139
Transmission base revenues (TCOS revenues)		
Billed to third-party wholesale customers	681	548
Billed to REPs serving Oncor distribution customers, through TCRF	391	310
Total transmission base revenues	1,072	858
Other miscellaneous revenues	77	71
Total revenues contributing to earnings	3,292	3,068
<b>Revenues collected for pass-through expenses:</b>		
TCRF - third-party wholesale transmission service	1,005	962
EECRF and other regulatory charges	50	71
Revenues collected for pass-through expenses	1,055	1,033
 Total operating revenues	 \$ 4,347	 \$ 4,101

### ***Customers***

Oncor's distribution customers consist of approximately 90 REPs and certain electric cooperatives in their certificated service area. The consumers of the electricity Oncor delivers are free to choose their electricity supplier from REPs who compete for their business. Oncor's transmission base revenues are collected from load serving entities benefitting from Oncor's transmission system. Oncor's transmission customers consist of municipalities, electric cooperatives and other distribution companies. REP subsidiaries of Oncor's two largest counterparties represented 23% and 18% of Oncor's total operating revenues for the year ended 2019, 23% and 19% for the year ended 2018 and 22% and 18% for the year ended 2017. No other customer represented more than 10% of ours or Oncor's total operating revenues.

SIA TEXTD



### ***Variability***

Our revenues and cash flows are subject to seasonality, timing of customer billings, weather conditions and other electricity usage drivers, with revenues being highest in the summer. Payment is due 35 days after invoicing. Under a PUCT rule relating to the Certification of Retail Electric Providers, write-offs of uncollectible amounts owed by REPs are recoverable as a regulatory asset.

### ***Pass-through Expenses***

Expenses which are allowed to be passed-through to customers (primarily, third party wholesale transmission service and energy efficiency program costs) are generally recognized as revenue at the time the costs are incurred. Franchise taxes are assessed by local governmental bodies, based on kWh delivered and are not a “pass-through” item. The rates Oncor charges customers are intended to recover the franchise taxes, but Oncor is not acting as an agent to collect the taxes from customers; therefore, franchise taxes are reported as a principal component of “taxes other than amounts related to income taxes” instead of a reduction to “revenues” in the income statement.

## **5. INCOME TAXES**

### ***Tax Cuts and Jobs Act (TCJA)***

On December 22, 2017, the TCJA was signed into law. Substantially all of the provisions of the TCJA were effective for taxable years beginning January 1, 2018. The TCJA included significant changes to the Code, including amendments which significantly change the taxation of business entities and includes specific provisions related to regulated public utilities such as Oncor. The most significant TCJA change that impacts Oncor is the reduction in the corporate federal income tax rate from 35% to 21%. The specific provisions related to regulated public utilities in the TCJA applicable to Oncor include the continued deductibility of interest expense, the elimination of bonus depreciation on certain property acquired after September 27, 2017 and certain rate normalization requirements for accelerated depreciation benefits.

Changes in the Code from the TCJA had a material impact on our financial statements in 2017. Under GAAP, specifically Topic 740, Income Taxes, the tax effects of changes in tax laws must be recognized when the law is enacted, or December 22, 2017 for the TCJA. Topic 740 also requires deferred tax assets and liabilities to be measured at the enacted tax rate expected to apply when temporary differences are to be realized or settled. Based on this, our deferred income taxes were re-measured at the date of enactment using the new tax rate.

Oncor has completed the measurement and accounting for the effects of the TCJA. The re-measurement of Oncor’s deferred income taxes related to its non-regulated operations resulted in a \$21 million charge to the nonoperating provision for tax expense for the year ended December 31, 2017. The re-measurement of Oncor’s deferred income taxes related to regulated operations resulted in a \$1.6 billion decrease in deferred income tax liabilities at December 22, 2017 and a corresponding increase in regulatory liabilities.



SM TEXT 10



### *Components of Deferred Income Taxes*

The components of our deferred income taxes not attributable to noncontrolling interests are provided in the table below.

	At December 31,	
	2019	2018
Deferred Tax Assets:		
Section 704c income	\$ 199	\$ 186
Total	199	186
Deferred Tax Liabilities:		
Partnership outside basis difference	85	85
Basis difference in partnership	1,337	1,261
Total	1,422	1,346
Deferred tax liability - net	\$ 1,223	\$ 1,160

The components of our income tax expense (benefit) are as follows:

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Reported in operating expenses:			
Current:			
U.S. federal	\$ 69	\$ 112	\$ (55)
State	22	21	20
Deferred U.S. federal	49	21	303
Amortization of investment tax credits	(2)	(2)	(2)
Total reported in operating expenses	138	152	266
Reported in other income and deductions:			
Current U.S. federal	(16)	(18)	17
Deferred U.S. federal	9	8	57
Total reported in other income and deductions	(7)	(10)	74
Total provision for income taxes	\$ 131	\$ 142	\$ 340

SIA TEXTO

Reconciliation of income taxes computed at the U.S. federal statutory rate to income taxes:

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Income before income taxes	\$ 774	\$ 662	\$ 686
Income taxes at the U.S. federal statutory rate of 21% for 2019 and 2018 and 35% for 2017	\$ 163	\$ 139	\$ 240
Amortization of investment tax credits – net of deferred tax effect	(2)	(2)	(2)
Amortization of excess deferred taxes	(52)	(18)	(1)
Impact of federal statutory rate change from 35% to 21%	-	-	81
Texas margin tax, net of federal tax benefit	17	17	13
Other	5	6	9
Income tax expense	\$ 131	\$ 142	\$ 340
Effective rate	16.9%	21.5%	49.6%

At both December 31, 2019 and 2018, net amounts of \$1.2 billion were reported in the balance sheets as accumulated deferred income taxes. These amounts include \$1.3 billion related to our investment in Oncor. Additionally, at December 31, 2019 and 2018, we have net deferred tax assets of \$114 million and \$101 million, respectively, related to our outside basis differences in Oncor and zero in both years related to our other temporary differences.

***Accounting For Uncertainty in Income Taxes***

We had no uncertain tax positions in 2019 and 2018. In the first quarter 2017, EFH Corp. settled all open tax claims with the IRS. As a result, we reduced the liability for uncertain tax positions by \$3 million. This reduction is reported as a decrease in income taxes in 2017.

Noncurrent liabilities included no accrued interest related to uncertain tax positions at December 31, 2019 and 2018. There were no amounts recorded related to interest and penalties in the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017. The federal income tax benefit on the interest accrued on uncertain tax positions, if any, is recorded as accumulated deferred income taxes.

SUN TEXT 10



## 6. SHORT-TERM BORROWINGS

At December 31, 2019 and 2018, outstanding short-term borrowings under Oncor's CP Program and Credit Facility consisted of the following:

	At December 31,	
	2019	2018
Total credit facility borrowing capacity	\$ 2,000	\$ 2,000
Commercial paper outstanding (a)	(46)	(813)
Credit facility outstanding (b)	-	-
Letters of credit outstanding (c)	(10)	(9)
Available unused credit	\$ 1,944	\$ 1,178

- a) The weighted average interest rate for commercial paper was 1.84% and 2.74% at December 31, 2019 and December 31, 2018, respectively.
- b) At December 31, 2019, the applicable interest rate for any outstanding borrowings would have been LIBOR plus 1.00%.
- c) Interest rates on outstanding letters of credit at December 31, 2019 and December 31, 2018 were 1.2%, based on Oncor's credit ratings.

### CP Program

In March 2018, Oncor established the CP Program, under which it may issue unsecured commercial paper notes (CP Notes) on a private placement basis up to a maximum aggregate face or principal amount outstanding at any time of \$2.0 billion. The proceeds of CP Notes issued under the CP Program are used for working capital and general corporate purposes. The CP Program obtains liquidity support from Oncor's Credit Facility discussed below. Oncor may utilize either CP Program or the Credit Facility at their option, to meet funding needs.

### Credit Facility

In November 2017, Oncor entered into a \$2.0 billion unsecured Credit Facility to be used for working capital and general corporate purposes, issuances of letters of credit and support for any commercial paper issuances. Oncor may request increases in its borrowing capacity in increments of not less than \$100 million, not to exceed \$400 million in the aggregate, provided certain conditions are met, including lender approvals. The Credit Facility has a five-year term expiring in November 2022 and gives Oncor the option of requesting up to two one-year extensions, with such extensions subject to certain conditions and lender approvals. The Credit Facility replaced Oncor's previous \$2.0 billion secured revolving credit facility (previous credit facility), which was terminated in connection with Oncor's entrance into the Credit Facility. Borrowings under Oncor's previous credit facility were secured with the lien of the Deed of Trust discussed in Note 7 below.

Borrowings under the Credit Facility bear interest at per annum rates equal to, at Oncor's option, (i) adjusted LIBOR plus a spread ranging from 0.875% to 1.50% depending on credit ratings assigned to Oncor's senior secured non-credit enhanced long-term debt or (ii) an alternate base rate (the highest of (1) the prime rate of JPMorgan Chase, (2) the federal funds effective rate plus 0.50%, and (3) adjusted LIBOR plus 1.00%) plus a spread ranging from 0.00% to 0.50% depending on credit ratings assigned to Oncor's senior secured non-credit enhanced long-term debt. Amounts borrowed under the Credit Facility, once repaid, can be borrowed again from time to time.

An unused commitment fee is payable quarterly in arrears and upon termination or commitment reduction at a rate equal to 0.075% to 0.225% (such spread depending on certain credit ratings assigned to Oncor's senior secured debt) of the daily unused commitments under the Credit Facility. Letter of credit fees on the stated amount of letters of credit issued under the Credit Facility are payable to the lenders quarterly in arrears and upon termination at a rate per annum equal to the spread over adjusted LIBOR. Customary fronting and administrative fees are also payable to letter of credit fronting banks. At December 31, 2019, letters of credit bore interest at 1.20%, and a commitment fee (at a rate of 0.125% per annum) was payable on the unfunded commitments under the Credit Facility, each based on Oncor's current credit ratings.

SIN TEXT ©

Under the terms of the Credit Facility, the commitments of the lenders to make loans to Oncor are several and not joint. Accordingly, if any lender fails to make loans to Oncor, Oncor's available liquidity could be reduced by an amount up to the aggregate amount of such lender's commitments under the facility.

#### ***May 2019 Short-Term Bridge Loan***

On May 9, 2019, Oncor entered into a short-term unsecured term loan credit agreement (Bridge Loan) in an aggregate principal amount of up to \$600 million in connection with the InfraREIT Acquisition. The Bridge Loan had a six-month term. Borrowings under the Bridge Loan could only be used to finance the repayment of indebtedness of InfraREIT or its affiliates and to pay expenses and fees related to the InfraREIT Acquisition. A fee was payable to the lenders under the Bridge Loan in an amount equal to 0.075% per annum on the average daily undrawn amount of the commitments.

The Bridge Loan contained customary covenants for facilities of this type, restricting, subject to certain exceptions, Oncor and its subsidiaries from, among other things, incurring additional liens, entering into mergers and consolidations, and sales of substantial assets. The Bridge Loan also contained a senior debt-to-capitalization ratio covenant that effectively limited our ability to incur indebtedness in the future.

On May 15, 2019, Oncor borrowed \$600 million under the Bridge Loan to pay, at closing of the InfraREIT Acquisition, all amounts outstanding under SDTS's term loan, all amounts outstanding under the revolving credit facilities of SDTS and InfraREIT Partners, and amounts owed to discharge certain outstanding notes of InfraREIT's subsidiaries. The borrowing under the Bridge Loan bore interest at a per annum rate equal to LIBOR plus 0.65%. The Bridge Loan was repaid in full in May 2019 with the proceeds from Oncor's May 23, 2019 senior secured notes issuance (discussed in Note 7 below) and as a result, the agreement is no longer in effect.

#### ***InfraREIT Short-Term Debt Repayments in Connection with the InfraREIT Acquisition***

In connection with the closing of the InfraREIT Acquisition, on May 16, 2019, the credit facilities of InfraREIT and its subsidiaries were terminated and borrowings totaling \$114 million principal amount were repaid in full by Oncor. For more information on the extinguishment of InfraREIT debt in connection with the InfraREIT Acquisition, see Notes 2 and 7.

SN TEXTD

## 7. LONG-TERM DEBT

Senior notes are secured by a first priority lien on certain transmission and distribution assets equally and ratably with all of Oncor's other secured indebtedness. See "Deed of Trust" below for additional information. According to our organizational documents, Oncor Holdings (parent) is prohibited from directly incurring indebtedness for borrowed money. At December 31, 2019 and 2018, long-term debt consisted of the following:

	December 31,	
	2019	2018
Fixed Rate Secured:		
2.15% Senior Notes due June 1, 2019	\$ -	\$ 250
5.75% Senior Notes due September 30, 2020	126	126
8.50% Senior Notes, Series C, due December 30, 2020	14	-
4.10% Senior Notes, due June 1, 2022	400	400
7.00% Debentures due September 1, 2022	482	482
2.75% Senior Notes due June 1, 2024	500	-
2.95% Senior Notes due April 1, 2025	350	350
3.86% Senior Notes, Series A, due December 3, 2025	174	-
3.86% Senior Notes, Series B, due January 14, 2026	38	-
3.70% Senior Notes due November 15, 2028	650	350
5.75% Senior Notes due March 15, 2029	318	318
7.25% Senior Notes, Series B, due December 30, 2029	36	-
6.47% Senior Notes, Series A, due September 30, 2030	83	-
7.00% Senior Notes due May 1, 2032	500	500
7.25% Senior Notes due January 15, 2033	350	350
7.50% Senior Notes due September 1, 2038	300	300
5.25% Senior Notes due September 30, 2040	475	475
4.55% Senior Notes due December 1, 2041	400	400
5.30% Senior Notes due June 1, 2042	500	500
3.75% Senior Notes due April 1, 2045	550	550
3.80% Senior Notes due September 30, 2047	325	325
4.10% Senior Notes due November 15, 2048	450	450
3.80% Senior Notes, due June 1, 2049	500	-
3.10% Senior Notes, due September 15, 2049	700	-
Secured long-term debt	8,221	6,126
Variable Rate Unsecured:		
Term loan credit agreement maturing December 9, 2019	-	350
Term loan credit agreement maturing October 6, 2020	460	-
Total long-term debt	8,681	6,476
Unamortized discount and debt issuance costs	(56)	(41)
Less amount due currently	(608)	(600)
Long-term debt, less amounts due currently	\$ 8,017	\$ 5,835

### Long-Term Debt-Related Activity in 2019

#### Debt Repayments

Repayments of long-term debt in 2019 consisted of \$488 million aggregate principal amount of long-term debt of InfraREIT's subsidiaries that Oncor paid on May 16, 2019 in connection with and immediately following the



SIN TEXTO

InfraREIT Acquisition through repayment of \$288 million principal amount of outstanding InfraREIT subsidiary senior notes (plus \$5 million in accrued interest and \$19 million in make-whole fees relating to those notes) and repayment of an outstanding \$200 million principal amount InfraREIT subsidiary term loan, \$250 million aggregate principal amount of Oncor's 2.15% senior secured notes due June 1, 2019, \$350 million aggregate principal amount of the term loan credit agreement maturing on December 9, 2019 (which was repaid in full and extinguished in November 2019) and \$6 million principal amount of the quarterly amortizing debt for senior secured notes issued under the Note Purchase Agreements.

## *Debt Issuances*

### *Senior Secured Notes*

In May 2019 Oncor issued \$500 million aggregate principal amount of 2.75% senior secured notes due 2024 (2024 Notes), \$300 million aggregate principal amount of 3.70% senior secured notes due 2028 (2028 Notes) and \$500 million aggregate principal amount of 3.80% Senior Secured Notes due 2049 (3.80% 2049 Notes. The 2028 Notes constitute an additional issuance of Oncor's 3.70% Senior Secured Notes due 2028, \$350 million of which Oncor previously issued on August 10, 2018 and are currently outstanding (Outstanding 2028 Notes). The 2028 Notes were issued as part of the same series as the Outstanding 2028 Notes. Additionally, the 2028 Notes exchanged or sold in connection with the transactions contemplated by a registration rights agreement are expected to become fungible with the Outstanding 2028 Notes. Oncor used the proceeds (net of the initial purchasers' discount, fees, expenses and accrued interest) of \$1,297 million from the sale of the notes for general corporate purposes, including to repay all amounts outstanding under the Bridge Loan, to repay their \$250 million aggregate principal amount of 2.15% Senior Secured Notes due June 1, 2019 and to repay CP Notes, when due, under Oncor's CP Program. For more information on the Bridge Loan, see Note 6.

Prior to May 1, 2024, in the case of the 2024 Notes, August 15, 2028 in the case of the 2028 Notes and December 1, 2048, in the case of the 2049 Notes, Oncor may redeem such notes at any time, in whole or in part, at a price equal to 100% of their principal amount, plus accrued and unpaid interest and a "make-whole" premium. On and after May 1, 2024, in the case of the 2024 Notes, August 15, 2028 in the case of the 2028 Notes and December 1, 2048, in the case of the 2049 Notes, Oncor may redeem such notes at any time, in whole or in part, at a redemption price equal to 100% of the principal amount of such notes, plus accrued and unpaid interest.

On September 12, 2019, Oncor issued \$700 million aggregate principal amount of 3.10% senior secured notes due September 15, 2049 (3.10% 2049 Notes and, together with the 2024 Notes, 2028 Notes and the 3.80% 2049 Notes, the New Indenture Notes). Oncor used the proceeds (net of the initial purchasers' discount, fees and expenses) of \$689 million from the sale of the 3.10% 2049 Notes for general corporate purposes, including to repay CP Notes, when due, under Oncor's CP Program.

Prior to March 15, 2049, Oncor may redeem the 3.10% 2049 Notes at any time, in whole or in part, at a price equal to 100% of their principal amount, plus accrued and unpaid interest and a "make-whole" premium. On and after March 15, 2049, Oncor may redeem the 3.10% 2049 Notes at any time, in whole or in part, at a redemption price equal to 100% of the principal amount of the 3.10% 2049 Notes, plus accrued and unpaid interest.

The New Indenture Notes also contain customary events of default, including failure to pay principal or interest when due. The New Indenture Notes were issued in separate private placements. In November 2019, Oncor completed an offering with the holders of the New Indenture Notes to exchange their respective New Indenture Notes for notes that have terms identical in all material respects to the New Indenture Notes (Exchange Notes), except that the Exchange Notes do not contain terms with respect to transfer restrictions, registration rights and payment of additional interest for failure to observe certain obligations in a certain registration rights agreement. The Exchange Notes were registered on a Form S-4, which was declared effective in October 2019.

### *Debt Exchange*

In connection with closing the InfraREIT Acquisition on May 16, 2019, Oncor exchanged \$351 million principal amount of outstanding InfraREIT subsidiary senior notes for a like principal amount of newly issued

SIN TEXTO

Oncor secured senior notes. Oncor received no proceeds from the issuance of the new notes, and the exchanges were accounted for as debt modifications. Following are details of the exchanges:

- (i) \$87 million aggregate principal amount of newly issued Oncor 6.47% Senior Notes, Series A, due September 30, 2030 (2030 Notes), issued in exchange for a like principal amount of SDTS's 6.47% Senior Notes due September 30, 2030,
- (ii) \$38 million aggregate principal amount of newly issued Oncor 7.25% Senior Notes, Series B, due December 30, 2029 (2029 Notes), issued in exchange for a like principal amount of SDTS's 7.25% Senior Notes due December 30, 2029,
- (iii) \$14 million aggregate principal amount of newly issued Oncor 8.50% Senior Notes, Series C, due December 30, 2020 (2020 Notes), issued in exchange for a like principal amount of Transmission and Distributions Company, L.L.C.'s 8.50% Senior Notes due December 30, 2020,
- (iv) \$174 million aggregate principal amount of newly issued Oncor 3.86% Senior Notes, Series A, due December 3, 2025 (2025 Notes), issued in exchange for a like principal amount of SDTS's 3.86% Senior Notes due December 3, 2025, and
- (v) \$38 million aggregate principal amount of newly issued Oncor 3.86% Senior Notes, Series B, due January 14, 2026 (2026 Notes), issued in exchange for a like principal amount of SDTS's 3.86% Senior Notes due January 14, 2026.

The 2030 Notes, 2029 Notes, 2020 Notes, 2025 Notes and 2026 Notes were each issued pursuant to a Note Purchase Agreement. Closing of the Note Purchase Agreements and issuance of the 2030 Notes, 2029 Notes, 2020 Notes, 2025 Notes and 2026 Notes (collectively, NPA Notes) occurred on May 16, 2019, immediately following consummation of the InfraREIT Acquisition.

The Note Purchase Agreements contain customary covenant restrictions and events of default. The NPA Notes are secured equally and ratably with Oncor's other secured indebtedness pursuant to the Deed of Trust. For more information on the Deed of Trust, see "Deed of Trust" below. Oncor received no proceeds from the issuance of the NPA Notes.

#### *Term Loan Credit Agreements*

On September 6, 2019, Oncor entered into an unsecured term loan credit agreement (2019 Term Loan Agreement) in an aggregate principal amount of up to \$460 million. The 2019 Term Loan Agreement has a 13-month term, maturing on October 6, 2020. Oncor borrowed the full aggregate principal amount available under the 2019 Term Loan Agreement of \$460 million on September 25, 2019. The 2019 Term Loan Agreement bears interest at per annum rates equal to, at Oncor's option, (i) LIBOR plus 0.50%, or (ii) an alternate base rate (the highest of (1) the prime rate of Wells Fargo Bank National Association, the administrative agent under the agreement, (2) the federal funds effective rate plus 0.50%, and (3) daily one-month LIBOR plus 1%). Oncor used the proceeds (net of fees and expenses) for general corporate purposes, including to repay CP Notes, when due, under Oncor's CP program.

The 2019 Term Loan Agreement contains customary covenants for facilities of this type, restricting, subject to certain exceptions, Oncor and its subsidiaries from, among other things, incurring additional liens, entering into mergers and consolidations, and sales of substantial assets. The 2019 Term Loan Agreement contains a senior debt-to-capitalization ratio covenant that effectively limits Oncor's ability to incur indebtedness in the future. At December 31, 2019, Oncor was in compliance with this covenant and all other covenants in the term loan credit agreement. See "Credit Rating Provisions, Covenants and Cross Default Provisions" below for additional information on this covenant and the calculation of this ratio.

In November 2019, Oncor repaid \$350 million, representing the full principal amount owed, under the term loan credit agreement entered into in 2018 that was scheduled to mature in December 2019. That term loan credit agreement contained covenants similar to the 2019 Term Loan Agreement. Upon repayment, the 2018 term loan credit agreement ceased to be in effect.

SIN TEXT ©



COPIA SIMPLE

### ***Deed of Trust***

Oncor's secured indebtedness is secured equally and ratably by a first priority lien on property Oncor acquired or constructed for the transmission and distribution of electricity. The property is mortgaged under the Deed of Trust. The Deed of Trust permits Oncor to secure indebtedness with the lien of the Deed of Trust up to the aggregate of (i) the amount of available bond credits, and (ii) 85% of the lower of the fair value or cost of certain property additions that could be certified to the Deed of Trust collateral agent. At December 31, 2019, the amount of available bond credits was \$2,771 million and the amount of future debt Oncor could secure with property additions, subject to those property additions being certified to the Deed of Trust collateral agent, was \$2,410 million.

Borrowings under the CP Program, the Credit Facility, and term loan credit agreements are not secured.

### ***Maturities***

Long-term debt maturities at December 31, 2019, are as follows:

Year	Amount
2020	\$ 608
2021	9
2022	891
2023	10
2024	510
Thereafter	6,653
Unamortized discount and debt issuance costs	(56)
Total	\$ 8,625

### ***Fair Value of Long-Term Debt***

At December 31, 2019 and 2018, the estimated fair value of long-term debt (including current maturities) totaled \$10.003 billion and \$7.086 billion, respectively, and the carrying amount totaled \$8.625 billion and \$6.435 billion, respectively. The fair value is estimated using observable market data, representing Level 2 valuations under accounting standards related to the determination of fair value.

## **8. COMMITMENTS AND CONTINGENCIES**

### ***Leases***

#### ***General***

A lease exists when a contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration. As lessee, our leased assets primarily consist of Oncor's vehicle fleet and real estate leased for company offices and service centers. Oncor's leases are accounted for as operating leases for both GAAP and rate-making purposes. We generally recognize operating lease costs on a straight-line basis over the lease term in operating expenses. We are not a lessor to any material lease contracts.

As of the lease commencement date, we recognize a lease liability for our obligation to make lease payments, which we initially measure at present value using our incremental borrowing rate at the date of lease commencement, unless the rate implicit in the lease is readily determinable. We determine our incremental borrowing rate based on the rate of interest that we would have to pay to borrow an amount equal to the lease payments on a collateralized basis over a similar term in a similar economic environment. We also record a ROU asset for our right to use the underlying asset, which is initially equal to the lease liability and adjusted for any lease payments made at or before lease commencement, lease incentives and any initial direct costs.

SIN TEXTO

Some of our lease agreements contain nonlease components, which represent items or activities that transfer a good or service. We separate lease components from nonlease components, if any, for our fleet vehicle and real estate leases for purposes of calculating the related lease liability and ROU asset.

Certain of Oncor's leases include options to extend the lease terms for up to 20 years, while others include options to terminate early. Our lease liabilities and ROU assets are based on lease terms that may include such options to extend or terminate the lease when it is reasonably certain that we will exercise that option.

*Short-term Leases*

Some of Oncor's contracts are short-term leases, which have a lease term of 12 months or less at lease commencement. As allowed by GAAP, we do not recognize a lease liability or ROU asset arising from short-term leases for all existing classes of underlying assets. We recognize short-term lease costs on a straight-line basis over the lease term.

*Lease Obligations, Lease Costs and Other Supplemental Data*

The following tables summarize lease information on the consolidated balance sheet at December 31, 2019.

	<u>At December 31,</u> <u>2019</u>
<u>Operating Leases:</u>	
ROU assets:	
Operating lease ROU and other assets	\$ 92
Lease liabilities:	
Operating lease and other current liabilities	\$ 26
Employee benefit, operating lease and other obligations	66
Total operating lease liabilities	\$ 92
Weighted-average remaining lease term (in years)	4
Weighted-average discount rate	3.3%

The components of lease costs and cash paid for amounts included in the measurement of lease liabilities in 2019 were as follows:

	<u>Year Ended</u> <u>December 31, 2019</u>
<u>Operating lease cost:</u>	
Operating lease costs (including amounts allocated to property, plant and equipment)	\$ 40
Short-term lease costs	34
Total operating lease costs	\$ 74
<u>Operating lease payments:</u>	
Cash paid for amounts included in the measurement of lease liabilities	\$ 32

SIN TEXT

The table below presents the maturity analysis of lease liabilities and reconciliation to the present value of lease liabilities:

Year	Amount
2020	\$ 28
2021	25
2022	19
2023	13
2024	8
Thereafter	3
Total undiscounted lease payments	96
Less imputed interest	(4)
Total operating lease obligations	\$ 92

*Leases that Have Not Yet Commenced*

In December 2019, Oncor entered into a 15 year lease agreement for replacement office space. The lease will commence in February 2020 and is expected to be accounted for as an operating lease.

*Leases Disclosures Under Previous GAAP*

At December 31, 2018, future minimum lease payments under operating leases (with initial or remaining noncancelable lease terms in excess of one year) were as follows:

Year	Amount
2019	\$ 29
2020	22
2021	20
2022	15
2023	8
Thereafter	5
Total future minimum lease payments	\$ 99

Rent charged to operation and maintenance expense totaled \$28 million and \$27 million for the years ended December 31, 2018 and 2017, respectively.

*Capital Expenditures*

As part of the Sempra Acquisition, Oncor has committed to make minimum aggregate capital expenditures equal to at least \$7.5 billion over the five year period ending December 31, 2022.

*Energy Efficiency Spending*

Oncor is required to annually invest in programs designed to improve customer electricity demand efficiencies to satisfy ongoing regulatory requirements. The requirement for the year 2020 is \$50 million which is recoverable in rates.



SIN TEXTIO

### ***Legal/Regulatory Proceedings***

We and Oncor are involved in various legal and administrative proceedings in the normal course of business, the ultimate resolution of which, in the opinion of management, should not have a material effect upon our financial position, results of operations or cash flows.

### ***Labor Contracts***

At December 31, 2019, approximately 18% of Oncor's full time employees were represented by a labor union and covered by a collective bargaining agreement with an expiration date of October 25, 2022.

### ***Environmental Contingencies***

Oncor must comply with environmental laws and regulations applicable to the handling and disposal of hazardous waste. Oncor is in compliance with all current laws and regulations; however, the impact, if any, of changes to existing regulations or the implementation of new regulations is not determinable. The costs to comply with environmental regulations can be significantly affected by the following external events or conditions:

- changes to existing state or federal regulation by governmental authorities having jurisdiction over control of toxic substances and hazardous and solid wastes, and other environmental matters, and
- the identification of additional sites requiring clean-up or the filing of other complaints in which Oncor may be asserted to be a potential responsible party.

We have not identified any significant potential environmental liabilities at this time.

## **9. MEMBERSHIP INTERESTS - ONCOR HOLDINGS**

### ***Cash Contributions***

On February 18, 2020, Oncor Holdings received cash capital contributions from its member totaling \$70 million. During 2019, Oncor Holdings received the following capital cash contributions from its member.

<u>Received</u>	<u>Amount</u>
November 21, 2019	\$ 273
October 28, 2019	79
July 29, 2019	56
May 15, 2019	1,067
April 30, 2019	56
February 19, 2019	56
	<u>\$ 1,587</u>

### ***Cash Distributions***

While there are no direct restrictions on our ability to distribute our net income that are currently material, substantially all of our net income is derived from Oncor. Our board of directors and Oncor's board of directors, which are composed of a majority of Disinterested Directors, can withhold distributions to the extent such board determines that it is necessary to retain such amounts to meet the respective company's expected future requirements.

Oncor's distributions are limited by the requirement to maintain its regulatory capital structure at or below the assumed debt-to-equity ratio established periodically by the PUCT for ratemaking purposes. The PUCT has the authority to determine what types of debt and equity are included in a utility's debt-to-equity ratio. For purposes of this ratio, debt is calculated as long-term debt including any finance leases plus unamortized gains on reacquired debt less unamortized issuance expenses, premiums and losses on reacquired debt. Equity is calculated as

SH TEXTD

membership interests determined in accordance with GAAP, excluding the effects of acquisition accounting from a 2007 transaction (which included recording the initial goodwill and fair value adjustments and subsequent related impairments and amortization).

The PUCT order issued in the Sempra Acquisition, Oncor's limited liability company agreement and our limited liability company agreement set forth various restrictions on distributions to members. Among those restrictions is the commitment that Oncor will not make distributions that would cause Oncor to be out of compliance with the PUCT's approved debt-to-equity ratio, which is currently 57.5% debt to 42.5% equity. The distribution restrictions also include the ability of Oncor's board, a majority of the Disinterested Directors, or either of the two member directors designated by Texas Transmission to limit distributions to the extent each determines it is necessary to meet expected future requirements of Oncor (including continuing compliance with the PUCT debt-to-equity ratio commitment). At December 31, 2019, Oncor had \$751 million available to distribute to its members of which 80.25% related to our own ownership interest, as Oncor's regulatory capitalization ratio was 54.8% debt to 45.2% equity.

On February 19, 2020, our board of directors declared a cash distribution of \$73 million, which was paid to our member on February 20, 2020. During 2019, our board of directors declared, and we paid, the following cash distributions to our member:

<u>Declaration Date</u>	<u>Payment Date</u>	<u>Amount</u>
October 29, 2019	October 31, 2019	\$ 85
July 30, 2019	July 31, 2019	53
May 1, 2019	May 2, 2019	54
February 20, 2019	February 22, 2019	54
		<u>\$ 246</u>

During 2018, our board of directors declared, and we paid cash distributions of \$149 million to our member.

SIN TEXTO



**Accumulated Other Comprehensive Income (Loss) (AOCI) - Oncor Holdings**

The following table presents the changes to AOCI attributable to Oncor Holdings for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017 net of tax:

	<u>Cash Flow Hedges – Interest Rate Swap</u>	<u>Defined Benefit Pension and OPEB Plans</u>	<u>Accumulated Other Comprehensive Income (Loss)</u>
Balance at December 31, 2016	\$ (16)	\$ (73)	\$ (89)
Defined benefit pension plans	-	6	6
Cash flow hedge amounts reclassified from AOCI and reported in interest expense and related charges	<u>2</u>	<u>-</u>	<u>2</u>
Balance at December 31, 2017	<u>\$ (14)</u>	<u>\$ (67)</u>	<u>\$ (81)</u>
Defined benefit pension plans	-	(13)	(13)
Cash flow hedge amounts reclassified from AOCI and reported in interest expense and related charges	<u>2</u>	<u>-</u>	<u>2</u>
Balance at December 31, 2018	<u>\$ (12)</u>	<u>\$ (80)</u>	<u>\$ (92)</u>
Defined benefit pension plans	-	17	17
Cash flow hedge amounts reclassified from AOCI and reported in interest expense and related charges	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>1</u>
ASU 2018-02 stranded tax effects (Note 1)	<u>(4)</u>	<u>(14)</u>	<u>(18)</u>
Balance at December 31, 2019	<u>\$ (15)</u>	<u>\$ (77)</u>	<u>\$ (92)</u>

**10. NONCONTROLLING INTERESTS**

At December 31, 2019, Oncor's ownership was 80.25% held by us and 19.75% held by Texas Transmission. The book value of the noncontrolling interests exceeds its ownership percentage due to the portion of Oncor's deferred taxes not attributable to the noncontrolling interests.

**11. EMPLOYEE BENEFIT PLANS**

***Regulatory Recovery of Pension and OPEB Costs***

PURA provides for Oncor's recovery of pension and OPEB costs applicable to services of its active and retired employees, as well as services of certain EFH Corp./Vistra active and retired employees for periods prior to the deregulation and disaggregation of EFH Corp.'s electric utility businesses effective January 1, 2002 (recoverable service). Accordingly, in 2005, Oncor entered into an agreement with a predecessor of EFH Corp. whereby it assumed responsibility for applicable pension and OPEB costs related to those personnel's recoverable service. Oncor subsequently entered into agreements with EFH Corp. and a Vistra affiliate regarding provision of these benefits. Pursuant to the agreement with the Vistra affiliate, Oncor sponsors an OPEB plan that provides certain retirement healthcare and life insurance benefits to eligible former Oncor, EFH Corp. and Vistra employees for whom both Oncor and Vistra bear a portion of the benefit responsibility. See "OPEB Plans" below for more information.

Oncor is authorized to establish a regulatory asset or liability for the difference between the amounts of pension and OPEB costs approved in current billing rates and the actual amounts that would otherwise have been recorded as charges or credits to earnings related to recoverable service. Amounts deferred are ultimately subject to regulatory approval. At December 31, 2019 and 2018, Oncor had recorded regulatory assets totaling \$964 million

SIN TEXTO

and \$1,018 million, respectively, related to pension and OPEB costs, including amounts related to deferred expenses as well as amounts related to unfunded liabilities that otherwise would be recorded as other comprehensive income.

Oncor also assumed primary responsibility for pension benefits of a closed group of retired and terminated vested plan participants not related to our regulated utility business (non-recoverable service) in a 2012 transaction. Any retirement costs associated with non-recoverable service is not recoverable through rates.

### ***Pension Plans***

Oncor sponsors the Oncor Retirement Plan and also has liabilities under the Vistra Retirement Plan (formerly EFH Retirement Plan), both of which are qualified pension plans under Section 401(a) of the Code, and are subject to the provisions of ERISA. Employees do not contribute to either plan. These pension plans provide benefits to participants under one of two formulas: (i) a Cash Balance Formula under which participants earn monthly contribution credits based on their compensation and a combination of their age and years of service, plus monthly interest credits or (ii) a Traditional Retirement Plan Formula based on years of service and the average earnings of the three years of highest earnings. The interest component of the Cash Balance Formula is variable and is determined using the yield on 30-year Treasury bonds. Under the Cash Balance Formula, future increases in earnings will not apply to prior service costs.

All eligible employees hired after January 1, 2001 participate under the Cash Balance Formula. Certain employees, who, prior to January 1, 2002, participated under the Traditional Retirement Plan Formula, continue their participation under that formula. It is Oncor's policy to fund its plans on a current basis to the extent required under existing federal tax and ERISA regulations.

Oncor also has the Supplemental Retirement Plan for certain employees whose retirement benefits cannot be fully earned under the qualified retirement plan. Supplemental Retirement Plan amounts are included in the reported pension amounts below.

At December 31, 2019, the pension plans' projected benefit obligation included a net actuarial loss of \$367 million for 2019 due primarily to a decrease in the discount rate. Actual returns on pension plan assets of \$486 million in 2019 were more than the expected return on assets of \$119 million, resulting in a net actuarial gain of \$367 million. We expect the pension plans' amortizations of net actuarial losses to be \$47 million in 2020.

### ***OPEB Plans***

We currently sponsor two OPEB Plans. One plan covers our eligible current and future retirees whose services are 100% attributed to the regulated business. Effective January 1, 2018, we established a second plan to cover eligible retirees of Oncor and EFH Corp./Vistra whose employment services were assigned to both Oncor (or a predecessor regulated utility business) and the non-regulated business of EFH Corp./Vistra. Vistra is solely responsible for its portion of the liability for retiree benefits related to those retirees.

Oncor's contribution policy for the OPEB Plans is to place in irrevocable external trusts dedicated to the payment of OPEB expenses an amount at least equal to the OPEB expense recovered in rates.

At December 31, 2019, the Oncor OPEB Plans' projected benefit obligation included a net actuarial gain of \$5 million for 2019, including \$145 million gain associated with mortality assumption changes, and updates to health care claims and trend assumptions, offset by a loss of \$126 million due to a decrease in the discount rate and a loss of \$14 million associated with census date updates. Actual returns on Oncor OPEB Plans' assets in 2019 were more than the expected return on assets by \$17 million resulting in a net actuarial gain of \$22 million. We expect the Oncor OPEB Plans' amortizations of net actuarial losses to decrease by \$9 million in 2020 reflecting these changes.

SIN TEXTO

COPY SIMPLE

***Pension and OPEB Costs Recognized as Expense***

Pension and OPEB amounts provided herein include amounts related only to Oncor's portion of the various plans based on actuarial computations and reflect Oncor's employee and retiree demographics as described above. Oncor's net costs related to pension and Oncor OPEB plans were comprised of the following:

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Pension costs	\$ 63	\$ 77	\$ 85
OPEB costs	41	70	58
Total benefit costs	104	147	143
Less amounts recognized principally as property or a regulatory asset	(27)	(69)	(98)
Net amounts recognized as operation and maintenance expense or other deductions	\$ 77	\$ 78	\$ 45

The calculated value method is used to determine the market-related value of the assets held in the trust for purposes of calculating pension costs. Realized and unrealized gains or losses in the market-related value of assets are included over a rolling four-year period. Each year, 25% of such gains and losses for the current year and for each of the preceding three years is included in the market-related value. Each year, the market-related value of assets is increased for contributions to the plan and investment income and is decreased for benefit payments and expenses for that year.

The fair value method is used to determine the market-related value of the assets held in the trust for purposes of calculating OPEB cost.



SIN TEXT0

**Detailed Information Regarding Pension and OPEB Benefits**

The following pension and OPEB information is based on December 31, 2019, 2018 and 2017 measurement dates:

	<b>Pension Plans</b>			<b>OPEB Plans</b>		
	<b>Year Ended December 31,</b>			<b>Year Ended December 31,</b>		
	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Assumptions Used to Determine Net Periodic Pension and OPEB Costs:</b>						
Discount rate	4.18%	3.54%	4.05%	4.41%	3.73%	4.35%
Expected return on plan assets	5.42%	5.11%	5.17%	6.19%	6.20%	6.10%
Rate of compensation increase	4.53%	4.46%	3.33%	-	-	-
<b>Components of Net Pension and OPEB Costs:</b>						
Service cost	\$ 25	\$ 27	\$ 24	\$ 6	\$ 8	\$ 7
Interest cost	128	121	131	43	44	47
Expected return on assets	(119)	(120)	(115)	(7)	(9)	(8)
Amortization of prior service cost (credit)	-	-	-	(20)	(30)	(20)
Amortization of net loss	29	49	45	19	57	32
Net periodic pension and OPEB costs	<u>\$ 63</u>	<u>\$ 77</u>	<u>\$ 85</u>	<u>\$ 41</u>	<u>\$ 70</u>	<u>\$ 58</u>
<b>Other Changes in Plan Assets and Benefit Obligations Recognized as Regulatory Assets or in Other Comprehensive Income:</b>						
Net loss (gain)	\$ -	\$ 67	\$ (11)	\$ (22)	\$ (177)	\$ 139
Amortization of net loss	(29)	(49)	(45)	(19)	(57)	(32)
Plan amendments	-	-	-	-	-	(78)
Amortization of prior service (cost) credit	-	-	-	20	30	20
Total recognized as regulatory assets or other comprehensive income	<u>(29)</u>	<u>18</u>	<u>(56)</u>	<u>(21)</u>	<u>(204)</u>	<u>49</u>
Total recognized in net periodic pension and OPEB costs and as regulatory assets or other comprehensive income	<u>\$ 34</u>	<u>\$ 95</u>	<u>\$ 29</u>	<u>\$ 20</u>	<u>\$ (134)</u>	<u>\$ 107</u>

SIN TEXTO

COPIA SIMPLE

Pension Plans			OPEB Plans		
Year Ended December 31,			Year Ended December 31,		
2019	2018	2017	2019	2018	2017

**Assumptions Used to Determine Benefit Obligations at Period End:**

Discount rate	3.13%	4.18%	3.54%	3.29%	4.41%	3.73%
Rate of compensation increase	4.64%	4.53%	4.46%	-	-	-

Pension Plans		OPEB Plans	
Year Ended December 31,		Year Ended December 31,	
2019	2018	2019	2018

**Change in Projected Benefit Obligation:**

Projected benefit obligation at beginning of year	\$ 3,162	\$ 3,500	\$ 1,006	\$ 1,198
Service cost	25	27	6	8
Interest cost	128	121	43	44
Participant contributions	-	-	19	19
Plan amendments	-	-	-	-
Actuarial (gain) loss	367	(232)	(5)	(196)
Benefits paid	(164)	(175)	(70)	(67)
Annuity purchase	(118)	(79)	-	-
Projected benefit obligation at end of year	<u>\$ 3,400</u>	<u>\$ 3,162</u>	<u>\$ 999</u>	<u>\$ 1,006</u>
Accumulated benefit obligation at end of year	\$ 3,283	\$ 3,069	\$ -	\$ -

**Change in Plan Assets:**

Fair value of assets at beginning of year	\$ 2,249	\$ 2,600	\$ 132	\$ 149
Actual return (loss) on assets	486	(179)	25	(10)
Employer contributions	41	82	35	41
Participant contributions	-	-	19	19
Benefits paid	(164)	(175)	(70)	(67)
Annuity purchase	(118)	(79)	-	-
Fair value of assets at end of year	<u>\$ 2,494</u>	<u>\$ 2,249</u>	<u>\$ 141</u>	<u>\$ 132</u>

**Funded Status:**

Projected benefit obligation at end of year	\$ (3,400)	\$ (3,162)	\$ (999)	\$ (1,006)
Fair value of assets at end of year	<u>2,494</u>	<u>2,249</u>	<u>141</u>	<u>132</u>
Funded status at end of year	<u>\$ (906)</u>	<u>\$ (913)</u>	<u>\$ (858)</u>	<u>\$ (874)</u>

SIN TEXTD



	Pension Plans		OPEB Plans	
	Year Ended December 31,		Year Ended December 31,	
	2019	2018	2019	2018
<i>Amounts Recognized in the Balance Sheet Consist of:</i>				
Liabilities:				
Other current liabilities	\$ (5)	\$ (4)	\$ (15)	\$ (7)
Other noncurrent liabilities	(901)	(909)	(843)	(867)
Net liability recognized	<u>\$ (906)</u>	<u>\$ (913)</u>	<u>\$ (858)</u>	<u>\$ (874)</u>
Regulatory assets:				
Net loss	\$ 531	\$ 534	\$ 129	\$ 171
Prior service cost (credit)	-	-	(37)	(57)
Net regulatory asset recognized	<u>\$ 531</u>	<u>\$ 534</u>	<u>\$ 92</u>	<u>\$ 114</u>
Accumulated other comprehensive net loss	\$ 120	\$ 147	\$ 1	\$ 1

The following tables provide information regarding the assumed health care cost trend rates.

	Year Ended December 31,	
	2019	2018
<i>Assumed Health Care Cost Trend Rates – Not Medicare Eligible:</i>		
Health care cost trend rate assumed for next year	7.20%	7.60%
Rate to which the cost trend is expected to decline (the ultimate trend rate)	4.50%	4.50%
Year that the rate reaches the ultimate trend rate	2029	2026
<i>Assumed Health Care Cost Trend Rates – Medicare Eligible:</i>		
Health care cost trend rate assumed for next year	8.00%	8.70%
Rate to which the cost trend is expected to decline (the ultimate trend rate)	4.50%	4.50%
Year that the rate reaches the ultimate trend rate	2029	2027
	<u>1-Percentage Point Increase</u>	<u>1-Percentage Point Decrease</u>

*Sensitivity Analysis of Assumed Health Care Cost Trend Rates:*

Effect on accumulated postretirement obligation	\$ 128	\$ (106)
Effect on postretirement benefits cost	5	(4)

SIN TEXT0



The following table provides information regarding pension plans with projected benefit obligations (PBO) and accumulated benefit obligations (ABO) in excess of the fair value of plan assets.

	At December 31,	
	2019	2018
<b><i>Pension Plans with PBO and ABO in Excess of Plan Assets:</i></b>		
Projected benefit obligations	\$ 3,400	\$ 3,162
Accumulated benefit obligations	3,283	3,069
Plan assets	2,494	2,249

***Pension and OPEB Plans Investment Strategy and Asset Allocations***

Oncor's investment objective for the retirement plans is to invest in a suitable mix of assets to meet the future benefit obligations at an acceptable level of risk, while minimizing the volatility of contributions. Equity securities are held to achieve returns in excess of passive indexes by participating in a wide range of investment opportunities. International equity, real estate securities and credit strategies (high yield bonds, emerging market debt and bank loans) are used to further diversify the equity portfolio. International equity securities may include investments in both developed and emerging international markets. Fixed income securities include primarily corporate bonds from a diversified range of companies, U.S. Treasuries and agency securities and money market instruments. The investment strategy for fixed income investments is to maintain a high grade portfolio of securities, which assists Oncor in managing the volatility and magnitude of plan contributions and expense while maintaining sufficient cash and short-term investments to pay near-term benefits and expenses.

The Oncor Retirement Plan's investments are managed in two pools: one pool associated with the recoverable service portion of plan obligations related to Oncor's regulated utility business, and a second pool associated with the non-recoverable service portion of plan obligations not related to Oncor's regulated utility business. Each pool is invested in a broadly diversified portfolio as shown below. The second pool represents 27% of total investments at December 31, 2019.

The target asset allocation ranges of the pension plan's investments by asset category are as follows:

Asset Category	Target Allocation Ranges	
	Recoverable	Non-recoverable
International equities	13% - 21%	6% - 12%
U.S. equities	16% - 24%	8% - 14%
Real estate	3% - 7%	-
Credit strategies	5% - 10%	5% - 9%
Fixed income	45% - 55%	68% - 78%

The investment objective for the Oncor OPEB Plans primarily follows the objectives of the pension plans discussed above, while maintaining sufficient cash and short-term investments to pay near-term benefits and expenses. The actual amounts at December 31, 2019 provided below are consistent with the asset allocation targets.

SIN TEXTO

**Fair Value Measurement of Pension Plans' Assets**

At December 31, 2019 and 2018, pension plans' assets measured at fair value on a recurring basis consisted of the following:

At December 31, 2019				
Asset Category	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Equity securities:				
U.S.	\$ 194	\$ 2	\$ -	\$ 196
International	290	1	-	291
Fixed income securities:				
Corporate bonds (a)	-	908	-	908
U.S. Treasuries	-	147	-	147
Other (b)	-	63	-	63
Real estate	-	-	3	3
Total assets in the fair value hierarchy	<u>\$ 484</u>	<u>\$ 1,121</u>	<u>\$ 3</u>	<u>1,608</u>
Total assets measured at net asset value (c)				<u>886</u>
Total fair value of plan assets				<u>\$ 2,494</u>

At December 31, 2018				
Asset Category	Level 1	Level 2	Level 3	Total
Equity securities:				
U.S.	\$ 170	\$ 2	\$ -	\$ 172
International	239	-	-	239
Fixed income securities:				
Corporate bonds (a)	-	930	-	930
U.S. Treasuries	-	110	-	110
Other (b)	-	69	-	69
Real estate	-	-	3	3
Total assets in the fair value hierarchy	<u>\$ 409</u>	<u>\$ 1,111</u>	<u>\$ 3</u>	<u>1,523</u>
Total assets measured at net asset value (c)				<u>726</u>
Total fair value of plan assets				<u>\$ 2,249</u>

- (a) Substantially all corporate bonds are rated investment grade by Fitch, Moody's or S&P.  
(b) Other consists primarily of municipal bonds, emerging market debt, bank loans and fixed income derivative instruments.  
(c) Fair value was measured using the net asset value (NAV) per share as a practical expedient as the investments did not have a readily determinable fair value and are not required to be classified in the fair value hierarchy. The NAV fair value amounts presented here are intended to permit a reconciliation to the total fair value of plan assets.



SIN TEXTD

## **Fair Value Measurement of Oncor OPEB Plans' Assets**

At December 31, 2019 and 2018, the Oncor OPEB Plans' assets measured at fair value on a recurring basis consisted of the following:

<b>Asset Category</b>	<b>At December 31, 2019</b>			
	<b>Level 1</b>	<b>Level 2</b>	<b>Level 3</b>	<b>Total</b>
Interest-bearing cash	\$ 6	\$ -	\$ -	\$ 6
Equity securities:				
U.S.	24	-	-	24
International	28	-	-	28
Fixed income securities:				
Corporate bonds (a)	-	31	-	31
U.S. Treasuries	-	3	-	3
Other (b)	22	2	-	24
Total assets in the fair value hierarchy	<u>\$ 80</u>	<u>\$ 36</u>	<u>\$ -</u>	<u>116</u>
Total assets measured at net asset value (c)				<u>25</u>
Total fair value of plan assets				<u>\$ 141</u>

<b>Asset Category</b>	<b>At December 31, 2018</b>			
	<b>Level 1</b>	<b>Level 2</b>	<b>Level 3</b>	<b>Total</b>
Interest-bearing cash	\$ 15	\$ -	\$ -	\$ 15
Equity securities:				
U.S.	21	-	-	21
International	22	-	-	22
Fixed income securities:				
Corporate bonds (a)	-	26	-	26
U.S. Treasuries	-	3	-	3
Other (b)	28	1	-	29
Total assets in the fair value hierarchy	<u>\$ 86</u>	<u>\$ 30</u>	<u>\$ -</u>	<u>116</u>
Total assets measured at net asset value (c)				<u>16</u>
Total fair value of plan assets				<u>\$ 132</u>

- (a) Substantially all corporate bonds are rated investment grade by Fitch, Moody's or S&P.  
(b) Other consists primarily of diversified bond mutual funds.  
(c) Fair value was measured using the net asset value (NAV) per share as a practical expedient as the investments did not have a readily determinable fair value and are not required to be classified in the fair value hierarchy. The NAV fair value amounts presented here are intended to permit a reconciliation to the total fair value of plan assets.

## **Expected Long-Term Rate of Return on Assets Assumption**

The retirement plans' strategic asset allocation is determined in conjunction with the plans' advisors and utilizes a comprehensive Asset-Liability modeling approach to evaluate potential long-term outcomes of various investment strategies. The modeling incorporates long-term rate of return assumptions for each asset class based on historical and future expected asset class returns, current market conditions, rate of inflation, current prospects for economic growth, and taking into account the diversification benefits of investing in multiple asset classes and potential benefits of employing active investment management.

SIN TEXTO

Pension Plans		Oncor OPEB Plans	
Asset Class	Expected Long-Term Rate of Return	Asset Class	Expected Long-Term Rate of Return
International equity securities	7.63%	401(h) accounts	6.26%
U.S. equity securities	6.80%	Life insurance VEBA	6.04%
Real estate	5.20%	Union VEBA	6.04%
Credit strategies	4.56%	Non-union VEBA	1.80%
Fixed income securities	3.40%	Shared retiree VEBA	1.80%
Weighted average (a)	5.22%	Weighted average	5.90%

(a) The 2020 expected long-term rate of return for the nonregulated portion of the Oncor Retirement Plan is 4.18%, and for Oncor's portion of the Vistra Retirement Plan is 4.89%.

### ***Significant Concentrations of Risk***

The plans' investments are exposed to risks such as interest rate, capital market and credit risks. Oncor seeks to optimize return on investment consistent with levels of liquidity and investment risk which are prudent and reasonable, given prevailing capital market conditions and other factors specific to participating employers. While Oncor recognizes the importance of return, investments will be diversified in order to minimize the risk of large losses unless, under the circumstances, it is clearly prudent not to do so. There are also various restrictions and guidelines in place including limitations on types of investments allowed and portfolio weightings for certain investment securities to assist in the mitigation of the risk of large losses.

### ***Assumed Discount Rate***

For the Oncor retirement plans at December 31, 2019, Oncor selected the assumed discount rate using the Aon AA-AAA Bond Universe yield curve, which is based on corporate bond yields and at December 31, 2019 consisted of 927 corporate bonds with an average rating of AA and AAA using Moody's, S&P and Fitch ratings. For Oncor's portion of the Vistra Retirement Plan and the Oncor OPEB Plans at December 31, 2019, Oncor selected the assumed discount rate using the Aon AA Above Median yield curve, which is based on corporate bond yields and at December 31, 2019 consisted of 361 corporate bonds with an average rating of AA using Moody's, S&P and Fitch ratings.

### ***Amortization in 2020***

In 2020, amortization of the net actuarial loss for the defined benefit pension plans from regulatory assets and other comprehensive income into net periodic benefit cost is expected to be \$43 million and \$5 million, respectively. No amortization of prior service credit is expected in 2020 for the defined benefit pension plans. Amortization of the net actuarial loss for the OPEB plans from regulatory assets and other comprehensive income into net periodic benefit cost is expected to be \$10 million and zero, respectively. Amortization of prior service credit for the OPEB plans from regulatory assets and other comprehensive income into net periodic benefit cost is expected to be \$20 million and zero, respectively.

GIN TEXTD



### *Pension and Oncor OPEB Plans Cash Contributions*

Oncor's contributions to the benefit plans were as follows:

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Pension plans contributions	\$ 41	\$ 82	\$ 149
Oncor OPEB Plans contributions	35	41	31
Total contributions	<u>\$ 76</u>	<u>\$ 123</u>	<u>\$ 180</u>

Oncor's funding for the pension plans and the Oncor OPEB Plans is expected to total \$177 million and \$35 million, respectively in 2020 and approximately \$571 million and \$176 million, respectively, for the five year period from 2020 to 2024.

### *Future Benefit Payments*

Estimated future benefit payments to participants are as follows:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025-29
Pension plans	\$ 179	\$ 183	\$ 188	\$ 191	\$ 196	\$ 996
Oncor OPEB Plans	\$ 50	\$ 51	\$ 53	\$ 55	\$ 56	\$ 285

### *Thrift Plan*

Oncor employees are eligible to participate in a qualified savings plan, a participant-directed defined contribution plan intended to qualify under Section 401(a) of the Code, and is subject to the provisions of ERISA. Under the plan, employees may contribute, through pre-tax salary deferrals and/or after-tax applicable payroll deductions, a portion of their regular salary or wages as permitted under law. Employer matching contributions are made in an amount equal to 100% of the first 6% of employee contributions for employees who are covered under the Cash Balance Formula of the Oncor Retirement Plan, and 75% of the first 6% of employee contributions for employees who are covered under the Traditional Retirement Plan Formula of the Oncor Retirement Plan. Employer matching contributions are made in cash and may be allocated by participants to any of the plan's investment options. Oncor's contributions to the Thrift Plan totaled \$20 million, \$19 million and \$17 million for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017, respectively.

## **12. STOCK-BASED COMPENSATION**

Oncor currently does not offer stock-based compensation to its employees or directors. In 2008, Oncor established the stock appreciation rights (SARs) plan under which certain of its executive officers, key employees and non-employee members of Oncor's board of directors were granted SARs payable in cash, or in some circumstances, Oncor membership interests.

In November 2012, Oncor accepted the early exercise for cash payments of all outstanding SARs (both vested and unvested) issued to date pursuant to both SARs plans. As part of the 2012 early exercise of SARs Oncor began accruing interest on dividends declared with respect to the SARs. Under both SARs plans, dividends that were paid in respect of Oncor membership interests while the SARs were outstanding were credited to the SARs holder's account as if the SARs were units, payable upon the earliest to occur of death, disability, separation from service, unforeseeable emergency, a change in control, or the occurrence of an event triggering SAR exercisability. As a result of the Semptra Acquisition, the dividend and interest accounts were distributed in 2018, totaling \$15 million. For accounting purposes, the liability was discounted based on an employee's or director's expected retirement date.

SIN TEXTD

Oncor recognized \$4 million and \$1 million in accretion and interest with respect to such dividend and interest accounts in years 2018 and 2017, respectively. No SARs liability remained at December 31, 2019.

### 13. RELATED-PARTY TRANSACTIONS

The following represent our significant related-party transactions and related matters.

- We are a member of Sempra's federal consolidated tax group and therefore Sempra's federal consolidated income tax return includes our results. Included in our results as reported in Sempra's federal consolidated tax return is our portion of Oncor's taxable income. Under the terms of a tax sharing agreement, we are obligated to make payments to STH in an aggregate amount that is substantially equal to the amount of federal income taxes that we would have been required to pay if we were filing our own corporate income tax return. Also under the terms of the tax sharing agreement, Oncor makes similar payments to Texas Transmission, pro rata in accordance with its respective membership interest in Oncor, in an aggregate amount that is substantially equal to the amount of federal income taxes that Oncor would have been required to pay if it were filing its own corporate income tax return. STH also includes Oncor's results in its combined Texas state margin tax return, and consistent with the tax sharing agreement, Oncor remits to STH Texas margin tax payments, which are accounted for as income taxes and calculated as if Oncor was filing its own return. See discussion in Note 1 to Financial Statements under "Income Taxes."

Amounts payable to (receivable from) STH related to income taxes under the agreement and reported on our balance sheet consisted of the following:

	At December 31, 2019	At December 31, 2018
Federal income taxes payable (receivable) \$	(4)	\$ 7
Texas margin taxes payable	22	21
Total payable (receivable) \$	18	\$ 28

Cash payments made to (received from) Sempra related to income taxes consisted of the following:

	Year Ended December 31, 2019	Year Ended December 31, 2018			Year Ended December 31, 2017
	STH	STH	EFH Corp.	Total	EFH Corp.
Federal income taxes	\$ 54	\$ 77	\$ (19)	\$ 58	\$ (83)
Texas margin taxes	22	21	-	21	20
Total payments (receipts)	\$ 76	\$ 98	\$ (19)	\$ 79	\$ (63)

- As of March 8, 2018, approximately 16% of the equity in an existing vendor of the company was owned by a member of the Sponsor Group. As a result of the Sempra Acquisition, the Sponsor Group ceased to be a related party as of March 9, 2018. During 2018 and 2017, this vendor performed transmission and distribution system construction and maintenance services for Oncor. Cash payments were made for such services to this vendor and/or its subsidiaries totaling \$35 million dollars for the year-to-date period ended March 8, 2018, of which approximately \$33 million was capitalized and \$2 million was recorded as an operation and maintenance expense. Cash payments were made for such services to this vendor and/or its subsidiaries totaling \$219 million for 2017, of which approximately \$210 million was capitalized and \$9 million recorded as an operation and maintenance expense.

SIN TEXTO

- From the May 16, 2019 InfraREIT Acquisition date through December 31, 2019, Oncor paid Sharyland \$9 million pursuant to certain of their transmission and distribution tariffs applicable to them and Oncor provided Sharyland with substation monitoring and switching service of \$303,000.
- For the year ended December 31, 2019, Oncor paid Sempra \$109,000 pursuant to an agreement for certain corporate support services, including tax work.

See Note 9 for information regarding distributions to member.

#### **14. EFH BANKRUPTCY PROCEEDINGS AND SEMPRA ACQUISITION**

In April 2014, EFH Corp. and the substantial majority of its direct and indirect subsidiaries at the time commenced proceedings under Chapter 11 of the U.S. Bankruptcy Code. The Oncor Ring-Fenced Entities were not parties to the EFH Bankruptcy Proceedings. On March 9, 2018, Sempra acquired the 80.03% of Oncor's membership interests owned indirectly by EFH Corp. and EFH (Sempra Acquisition). As a result of the Sempra Acquisition, EFH Corp. merged with an indirect subsidiary of Sempra, with EFH Corp. (renamed STH) continuing as the surviving company and an indirect, wholly owned subsidiary of Sempra. Sempra paid cash consideration of approximately \$9.45 billion to acquire the indirect 80.03% outstanding membership interest in Oncor held by Oncor Holdings and other EFH Corp. assets and liabilities unrelated to Oncor. In addition, in a separate transaction, Oncor Holdings acquired 0.22% of the outstanding membership interests in Oncor from Investment LLC for \$26 million in cash, which represents approximately \$18.60 per membership interest. As a result, after the Sempra Acquisition, Oncor Holdings owns 80.25% of Oncor's outstanding membership interests and Texas Transmission owns 19.75% of Oncor's outstanding membership interests. In February 2020, Sempra acquired (through STIH) an indirect 1% ownership interest in Texas Transmission.

The Sempra Acquisition was consummated after obtaining the approval of the bankruptcy court in the EFH Bankruptcy Proceedings, the Federal Communications Commission and the PUCT. The PUCT approval was obtained in Docket No. 47675, and the final order issued in that docket as well as the limited liability company agreements of Oncor and Oncor Holdings outline certain ring-fencing measures, governance mechanisms and restrictions that apply after the Sempra Acquisition. As a result of these ring-fencing measures, Sempra does not control Oncor or Oncor Holdings, and the ring-fencing measures limit Sempra's ability to direct the management, policies and operations of Oncor, including the deployment or disposition of Oncor's assets, declarations of dividends, strategic planning and other important corporate issues and actions. These limitations include limited representation on the board of directors of Oncor and Oncor Holdings. For more information on the ring-fencing measures applicable after the Sempra Acquisition, see Note 1.

The Sempra Order also contains certain operational and financial commitments, including that Oncor will make minimum capital expenditures equal to at least \$7.5 billion over the period from January 1, 2018 until December 31, 2022 (subject to certain adjustments).



SIN TEXTO

COPIA SIMPLE

## 15. SUPPLEMENTARY FINANCIAL INFORMATION

### *Other Deductions and (Income)*

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Professional fees	\$ 10	\$ 12	\$ 15
Sempra Acquisition related costs	-	12	-
InfraREIT Acquisition related costs	9	-	-
Recoverable Pension and OPEB - non-service costs	57	53	31
Non-recoverable pension and OPEB (Note 10)	4	6	5
AFUDC equity income	(10)	-	-
Interest income	(5)	(1)	(6)
Other	(2)	2	1
Total other deductions and (income) - net	<u>\$ 63</u>	<u>\$ 84</u>	<u>\$ 46</u>

### *Interest Expense and Related Charges*

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Interest	\$ 382	\$ 358	\$ 351
Amortization of debt issuance costs and discounts	9	6	3
Less AFUDC – capitalized interest portion	(16)	(13)	(12)
Total interest expense and related charges	<u>\$ 375</u>	<u>\$ 351</u>	<u>\$ 342</u>

### *Trade Accounts and Other Receivables*

Trade accounts and other receivables reported on our balance sheet consisted of the following:

	At December 31,	
	2019	2018
Gross trade accounts and other receivables	\$ 666	\$ 562
Allowance for uncollectible accounts	(5)	(3)
Trade accounts receivable – net	<u>\$ 661</u>	<u>\$ 559</u>

At December 31, 2019, REP subsidiaries of two of Oncor's largest counterparties represented 15% and 11% of the trade accounts receivable balance and at December 31, 2018, represented 13% and 10% of the trade accounts receivable balance.

Under a PUCT rule relating to the Certification of Retail Electric Providers, write-offs of uncollectible amounts owed by REPs are deferred as a regulatory asset.

SIN TEXT0

### ***Investments and Other Property***

Investments and other property reported on our balance sheet consist of the following:

	At December 31,	
	2019	2018
Assets related to employee benefit plans	\$ 119	\$ 108
Land	12	12
Other	2	-
Total investments and other property	<u>\$ 133</u>	<u>\$ 120</u>

The majority of these assets represent cash surrender values of life insurance policies that are purchased to fund liabilities under deferred compensation plans. At December 31, 2019 and 2018, the face amount of these policies totaled \$172 million and \$157 million, respectively, and the net cash surrender values (determined using a Level 2 valuation technique) totaled \$95 million and \$87 million at December 31, 2019 and 2018, respectively. Changes in cash surrender value are netted against premiums paid. Other investment assets held to satisfy deferred compensation liabilities are recorded at market value.

### ***Property, Plant and Equipment***

Property, plant and equipment reported on our balance sheet consisted of the following:

	Composite Depreciation Rate/ Avg. Life at December 31, 2019	At December 31,	
		2019	2018
Assets in service:			
Distribution	2.8% / 35.8 years	\$ 14,007	\$ 13,105
Transmission	2.9% / 35.0 years	11,094	8,568
Other assets	6.9% / 14.5 years	1,648	1,497
Total		<u>26,749</u>	<u>23,170</u>
Less accumulated depreciation		<u>7,986</u>	<u>7,513</u>
Net of accumulated depreciation		18,763	15,657
Construction work in progress		585	417
Held for future use		22	16
Property, plant and equipment – net		<u>\$ 19,370</u>	<u>\$ 16,090</u>

Depreciation expense as a percent of average depreciable property approximated 2.7%, 2.8% and 3.4% for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017, respectively.

SIN TEXTO

### Intangible Assets

Intangible assets (other than goodwill) reported on our balance sheet as part of property, plant and equipment consisted of the following:

	At December 31, 2019			At December 31, 2018		
	Gross Carrying Amount	Accumulated Amortization	Net	Gross Carrying Amount	Accumulated Amortization	Net
Identifiable intangible assets subject to amortization:						
Land easements	\$ 575	\$ 107	\$ 468	\$ 464	\$ 101	\$ 363
Capitalized software	933	430	503	787	385	402
Total	<u>\$ 1,508</u>	<u>\$ 537</u>	<u>\$ 971</u>	<u>\$ 1,251</u>	<u>\$ 486</u>	<u>\$ 765</u>

Aggregate amortization expense for intangible assets totaled \$52 million, \$50 million and \$57 million for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017, respectively. At December 31, 2019, the weighted average remaining useful lives of capitalized land easements and software were 83 years and 9 years, respectively. The estimated aggregate amortization expense for each of the next five fiscal years is as follows:

Year	Amortization Expense
2020	\$ 61
2021	61
2022	61
2023	61
2024	60

Goodwill totaling \$4,628 million and \$4,064 million were reported on our balance sheet at December 31, 2019 and 2018, respectively. The increase is due to the InfraREIT Acquisition. None of this goodwill is being deducted for tax purposes. See Note 1 regarding goodwill impairment assessment and testing.

### Employee Benefit, Operating Lease and Other Obligations

Employee benefit, operating lease and other obligations reported on our balance sheet consisted of the following:

	At December 31,	
	2019	2018
Retirement plans and other employee benefits	\$ 1,834	\$ 1,858
Liabilities related to tax sharing agreement with noncontrolling interest	112	121
Operating lease liabilities (Notes 1 and 8)	66	-
Investment tax credits	6	8
Other	74	77
Total employee benefit, operating lease and other obligations	<u>\$ 2,092</u>	<u>\$ 2,064</u>



SIN TEXTO

**Supplemental Cash Flow Information**

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Cash payments related to:			
Interest	\$ 368	\$ 368	\$ 345
Less capitalized interest	(16)	(13)	(12)
Interest payments (net of amounts capitalized)	<u>\$ 352</u>	<u>\$ 355</u>	<u>\$ 333</u>
Income taxes:			
Federal	\$ 65	\$ 68	\$ (95)
State	22	21	20
Total payments (refunds) of income taxes	<u>\$ 87</u>	<u>\$ 89</u>	<u>\$ (75)</u>
Noncash increase in operating lease obligation for ROU assets	\$ 38	\$ -	\$ -
Noncash Sharyland 2017 Asset Exchange costs	\$ -	\$ -	\$ 383
Noncash investing and financing activity (a):			
Acquisition:			
Assets acquired	\$ 2,547	\$ -	\$ -
Liabilities assumed	(1,223)	-	-
Cash paid	<u>\$ 1,324</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>
Noncash construction expenditures (b)	\$ 278	\$ 174	\$ 129

(a) See Note 7 for more information on noncash debt exchange related to InfraREIT Acquisition.

(b) Represents end-of-period accruals.

SH TEXTD

**16. CONDENSED FINANCIAL INFORMATION**

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC (Parent Co.)**

**PARENT ONLY FINANCIAL INFORMATION**

(millions of dollars)

**CONDENSED STATEMENTS OF COMPREHENSIVE INCOME**

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Income tax expense	\$ (8)	\$ (24)	\$ (73)
Equity in earnings of subsidiary	522	437	335
Net Income	514	413	262
Other comprehensive income (net of tax (benefit) expense of \$4, (\$3) and \$4)	19	(11)	8
Comprehensive income	\$ 533	\$ 402	\$ 270

**CONDENSED STATEMENTS OF CASH FLOWS**

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017
Cash provided by operating activities	\$ 246	\$ 149	\$ 171
Cash used in financing activities - distributions paid to member	(246)	(149)	(171)
Net change in cash and cash equivalents	-	-	-
Cash and cash equivalents - beginning balance	-	-	-
Cash and cash equivalents - ending balance	\$ -	\$ -	\$ -

**CONDENSED BALANCE SHEETS**

	At December 31, 2019	At December 31, 2018
<b>ASSETS</b>		
Cash and cash equivalents	\$ -	\$ -
Income taxes receivable from member - current	1	-
Investments - noncurrent	8,698	6,851
Accumulated deferred income taxes	114	101
Total assets	\$ 8,813	\$ 6,952
<b>LIABILITIES AND MEMBERSHIP INTERESTS</b>		
Income taxes payable to member - current	\$ -	\$ 3
Other noncurrent liabilities and deferred credits	112	121
Total liabilities	112	124
Membership interests	8,701	6,828
Total liabilities and membership interests	\$ 8,813	\$ 6,952

See Notes to Financial Statements.

SM TEXTD

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC (Parent Co.)**  
**CONDENSED FINANCIAL INFORMATION**  
**NOTES TO CONDENSED FINANCIAL STATEMENTS**

***Basis of Presentation***

References herein to “we,” “our,” “us” and “the company” are to Oncor Holdings (Parent Co.) and/or its direct or indirect subsidiaries as apparent in the context.

The accompanying condensed balance sheets are presented at December 31, 2019 and 2018, and the accompanying condensed statements of income and cash flows are presented for the years ended December 31, 2019, 2018 and 2017. We are a Delaware limited liability company indirectly wholly owned by Sempra. As of December 31, 2019, we own 80.25% of the membership interests in Oncor. Certain information and footnote disclosures normally included in financial statements prepared in accordance with GAAP have been omitted pursuant to the rules of the US Securities and Exchange Commission. Because the condensed financial statements do not include all of the information and footnotes required by GAAP, they should be read in conjunction with the consolidated financial statements and Notes 1 through 16. Our subsidiary has been accounted for under the equity method in this condensed financial information. All dollar amounts in the financial statements are stated in millions of US dollars unless otherwise indicated.

***Distribution Restrictions***

While there are no direct restrictions on our ability to distribute our net income that are currently material, substantially all of our net income is derived from Oncor. Our board of directors and Oncor’s board of directors, which are composed of a majority of independent directors, can withhold distributions to the extent the boards determine that it is necessary to retain such amounts to meet our expected future requirements. The PUCT has the authority to determine what types of debt and equity are included in a utility’s debt-to-equity ratio. For purposes of this ratio, debt is calculated as long-term debt including capital leases plus unamortized gains on reacquired debt less unamortized issuance expenses, premiums and losses on reacquired debt. Equity is calculated as membership interests determined in accordance with GAAP, excluding the effects of acquisition accounting from a 2007 transaction and the InfraREIT Acquisition (which included recording the initial goodwill and fair value adjustments and the subsequent related impairments and amortization).

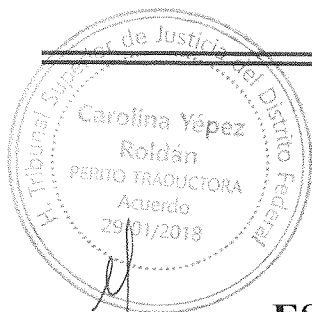
Oncor’s distributions are limited by the requirement to maintain its regulatory capital structure at or below the assumed debt-to-equity ratio established periodically by the PUCT for ratemaking purposes, which is currently set at 57.5% debt to 42.5% equity. At December 31, 2019, Oncor’s regulatory capitalization ratio was 54.8% debt to 45.2% equity.

During 2019, 2018 and 2017, Oncor’s board of directors declared, and Oncor paid to us the following cash distributions:

	Year Ended December 31,		
	2019	2018	2017 (EFH)
	(Sempra)	(Sempra)	Corp.)
	(millions of dollars)		
Distributions received, subsequently paid as federal income taxes recognized as operating activities	\$ 10	\$ 18	\$ 19
Distributions received, subsequently paid as a distribution recognized as financing activities	246	149	171
Total distributions from Oncor	<u>\$ 256</u>	<u>\$ 167</u>	<u>\$ 190</u>



SIN TEXTD



---

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

**DE**

**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**

**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018**

**Y POR LOS TRES AÑOS DEL PERÍODO TERMINADO EL 31 DE  
DICIEMBRE DE 2019**

**E**

**INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES**

---

SM TEXT

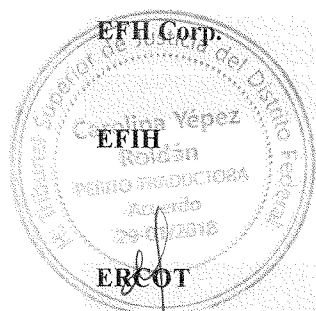


## GLOSARIO

Los siguientes términos y abreviaturas que aparecen en el texto del presente informe, tienen los significados que se muestran a continuación:

<b>Contabilidad de adquisiciones</b>	El método de contabilización de una combinación de negocios según lo dispuesto por los PCGA, según el cual el costo o “precio de adquisición” de una combinación de negocios, incluido el importe pagado por el capital social y los costos directos de la operación, se asignan a los activos y pasivos que se identifican (incluidos los activos intangibles) con base en sus valores razonables. El exceso del precio de compra sobre los valores razonables de los activos y pasivos se registra como crédito mercantil.
<b>AMS</b>	Sistema avanzado de medición
<b>ASU</b>	Actualización de las Normas de Contabilidad
<b>Código</b>	El Código de Ingresos Internos de 1986, vigente
<b>Pagarés CP</b>	Pagarés de papel comercial quirografarios emitidos conforme a nuestro programa de CP
<b>Programa CP</b>	Programa de papel comercial
<b>Crédito</b>	Contrato de Crédito Revolvente, de fecha 17 de noviembre de 2017 que celebran Oncor, como acreditado, los acreditantes que forman parte del mismo en cualquier momento, JPMorgan Chase Bank, N.A., como representante administrativo y acreditante de la línea de crédito, y los bancos emisores del crédito que forman parte del mismo en cualquier momento.
<b>DCRF</b>	Factor de recuperación de los costos de distribución
<b>Fideicomiso de Garantía</b>	Fideicomiso de Garantía, Contrato de Garantía y Registro de Enseres, de fecha 15 de mayo de 2008, otorgada por Oncor a The Bank of New York Mellon Trust Company, N.A. (como cesionario de The Bank of New York Mellon, antes The Bank of New York), como representante de garantía, vigente
<b>Consejero Independiente</b>	Se refiere a un miembro del consejo de administración de Oncor que es un “consejero independiente” conforme al contrato de sociedad de responsabilidad limitada de cada empresa  Los contratos de sociedades de responsabilidad limitada de Oncor y Oncor Holdings establecen que los consejeros independientes: (i) serán consejeros independientes en todos los aspectos importantes según las normas de la Bolsa de Valores de Nueva York en relación con Sempra o sus subsidiarias y filiales y cualquier entidad con una participación accionaria directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, y (ii) no tendrán ninguna relación importante con Sempra o sus subsidiarias o filiales o cualquier entidad que tenga una participación accionaria directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, actualmente o en los diez años anteriores.
<b>EECRF</b>	Factor de recuperación de costos de eficiencia energética
<b>Procedimiento de Quiebra EFH</b>	Se refiere a las solicitudes voluntarias de resarcimiento en virtud del capítulo 11 del Código de Quiebras de los Estados Unidos presentadas ante el Tribunal de Quiebras de los Estados Unidos para el Distrito de Delaware el 29 de abril de 2014 por EFH Corp. y la gran mayoría de sus filiales directas e indirectas. Las entidades protegidas de Oncor no fueron parte en el Procedimiento de Quiebra de EFH.

SM TEXT 115

**ERISA****FASB****FERC****Fitch****GAAP****InfraREIT****Adquisición InfraREIT****Contrato de Fusión de  
InfraREIT****Socios InfraREIT****Investment LLC****IRS****kV****kWh****LIBOR****Moody's****MW**

Se refiere a Energy Future Holdings Corp., una empresa controladora y/o sus subsidiarias, dependiendo del contexto. Cambió su nombre a Sempra Texas Holdings Corp. al cierre de la adquisición de Sempra

Se refiere a Energy Future Intermediate Holding Company LLC, una propiedad subsidiaria directa y propiedad absoluta de EFH Corp. y la empresa matriz directa de Oncor Holdings. Cambió su nombre a Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC al cierre de la adquisición de Sempra

Se refiere a Electric Reliability Council of Texas, Inc. el operador del sistema independiente y el coordinador regional de varios sistemas de electricidad en Texas.

Ley Federal sobre la Seguridad de Ingresos de los Trabajadores para su retiro de 1974, vigente

Consejo de Normas de Contabilidad Financiera

Comisión Federal Reguladora de la Energía de los Estados Unidos

Fitch Ratings, Ltd. (una agencia calificadora crediticia)

Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados

InfraREIT, Inc., que se fusionó con una subsidiaria propiedad absoluta de Oncor el 16 de mayo de 2019 en la adquisición de InfraREIT, en la que la entidad fusionante es una subsidiaria propiedad absoluta de Oncor que posteriormente se llamó Oncor NTU Holdings Company LLC.

Se refiere a la adquisición por parte de Oncor de todas las participaciones en el capital social de InfraREIT y de los Socios de InfraREIT el 16 de mayo de 2019, de conformidad con las operaciones previstas en el contrato de Fusión de InfraREIT y el Intercambio de Activos SDTS-SU

Se refiere al contrato y Plan de Fusión, de fecha 18 de octubre de 2018, entre Oncor, 1912 Merger Sub LLC (una subsidiaria propiedad absoluta de Oncor), Oncor T&D Partners, LP (una subsidiaria indirecta de propiedad absoluta de Oncor), InfraREIT y InfraREIT Partners, que se completó el 16 de mayo de 2019

InfraREIT Partners, LP, una subsidiaria de InfraREIT, que, como resultado de la Adquisición de InfraREIT, se convirtió en una subsidiaria indirecta de propiedad absoluta de Oncor y se nombró Oncor NTU Partnership LP

Se refiere a Oncor Management Investment LLC, una sociedad de responsabilidad limitada y anterior propietaria minoritaria de la participación social (aproximadamente el 0.22%) de Oncor, cuyo socio administrador es Oncor y cuya participación social de Clase B la poseen ciertos miembros actuales o anteriores del grupo administrador y de consejeros independientes de Oncor.

Servicio de Impuestos Internos de los Estados Unidos

Kilovoltios

Kilovatio hora

Tasa Ofrecida en el Mercado Interbancario de Londres, una tasa de interés a la que los bancos pueden pedir prestados fondos, en un alcance realizable, a otros bancos en el mercado interbancario de Londres.

Moody's Investors Service, Inc. (una agencia crediticia calificadora)

Megavatios



SM TEXTD



## North American Electric Reliability Corporation

Se refiere al (i) Contrato de Compra de Pagarés, de fecha 3 de mayo de 2019, según el cual Oncor emitió Bonos Preferenciales de 6.47%, Serie A, con vencimiento el 30 de septiembre de 2030, los Bonos Preferenciales del 7.25%, Serie B, con vencimiento el 30 de diciembre de 2029 y Bonos Preferenciales de 8.50%, Serie C, con vencimiento el 30 de diciembre de 2020 y (ii) el Contrato de Compra de Pagarés, de fecha 6 de mayo de 2019, conforme al cual Oncor emitió sus Bonos Preferenciales al 3.86%, Serie A, con vencimiento el 3 de diciembre de 2025 y los Bonos Preferenciales al 3.86%, Serie B, con vencimiento el 14 de enero de 2026.

Oncor Electric Delivery Company NTU LLC (antes SDTS hasta el cierre de la adquisición de InfraREIT), una subsidiaria indirecta de propiedad absoluta de Oncor

**Oncor**

Oncor Electric Delivery Company LLC, una subsidiaria directa propiedad mayoritaria de Oncor Holdings

**Oncor Holdings**

Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC, el propietario mayoritario directo (80.25% de participación social) de Oncor. Oncor Holdings es propiedad en su totalidad de STIH.

**Planes OPEB de Oncor**

Se refiere a los planes patrocinados por Oncor que ofrecen ciertos beneficios de atención médica y de seguro de vida posteriores a la jubilación a los empleados actuales y anteriores de Oncor con derecho a los mismos, a ciertos empleados actuales y anteriores de EFH Corp. y los empleados de Vistra y sus dependientes con derecho a recibir dichos beneficios.

**Plan de Jubilación Oncor**

Se refiere a un plan de prestación de pensiones definido patrocinado por Oncor

**Entidades con restricciones  
Oncor**

Se refiere a Oncor Holdings y sus subsidiarias directas e indirectas, incluidas Oncor y las subsidiarias directas e indirectas de Oncor.

**OPEB**

Otras prestaciones para los empleados posteriores a la jubilación

**PUCT**

Comisión de Servicios Públicos de Texas

**PURA**

Ley de Reglamentación de los Servicios Públicos de Texas

**REP**

Proveedor de electricidad al menudeo

**ROU**

Derecho de Uso

**S&P**

S&P Global Ratings, una división de S&P Global Inc. (una agencia calificadora crediticia)

**SDTS**

Sharyland Distribution & Transmission Services, L.L.C., una subsidiaria indirecta de InfraREIT, que cambió su razón social a Oncor Electric Delivery Company NTU LLC en relación con la Adquisición de InfraREIT

**Intercambio de activos SDTS-SU**

Se refiere a las operaciones previstas en el Contrato y en el Plan de Fusión, de fecha 18 de octubre de 2018 entre SU, SDTS y Oncor, en virtud de las cuales SU y SDTS intercambiaron activos como condición para el cierre de las operaciones previstas en el Contrato de Fusión de InfraREIT

**Sempra**

Sempra Energy

**Adquisición Sempra**

Se refiere a las operaciones previstas en el plan de suspensión de pagos confirmado en el Procedimiento de Quiebra de EFH y en un Contrato y Plan de Fusión de fecha 21 de agosto de 2017 entre EFH Corp., EFIH, Sempra y una de las subsidiarias de propiedad absoluta de Sempra, en virtud del cual Sempra adquirió indirectamente el 80.03% de la participación social de Oncor

SEE TEXT

**Resolución Sempra****Operación Sempra-Sharyland****Sharyland****Contrato Sharyland 2017****Intercambio de Activos  
Sharyland 2017****Entidades Sharyland****Sharyland Holdings****Grupo Patrocinador****STH****STIH****SU****Plan de Jubilación  
Suplementario****TCJA****TCOS****TCRF****Texas Holdings**

propiedad indirecta de EFH Corp. y EFIH. Las operaciones se cerraron el 9 de marzo de 2018

Se refiere a la orden final emitida por la PUCT en el Expediente de la PUCT N° 47675 que aprueba la adquisición de Sempra

Se refiere a la adquisición por parte de Sempra, el 16 de mayo de 2019, de una participación social indirecta del 50% en Sharyland Holdings

Se refiere a Sharyland Utilities, L.L.C. (antes SU), una subsidiaria de Sharyland Holdings

Se refiere a un Contrato y Plan de Fusión de fecha 21 de julio de 2017 entre las Entidades de Sharyland, Oncor y Oncor AssetCo LLC, una subsidiaria de propiedad absoluta de Oncor

Se refiere al intercambio de activos que se consumó el 9 de noviembre de 2017 en virtud del cual Oncor recibió sustancialmente todos los activos de distribución y ciertos activos de transmisión de SDTS y SU a cambio de algunos de los activos de transmisión de Oncor y de dinero en efectivo. El intercambio de activos se completó de conformidad con el expediente del PUCT N° 47469 y el Contrato Sharyland de 2017.

Se refiere a SDTS, SU, SU AssetCo, L.L.C., una subsidiaria propiedad absoluta de SU, y SDTS AssetCo, L.L.C., una subsidiaria propiedad absoluta de SDTS, cada una de las cuales fue parte del Contrato Sharyland 2017

Se refiere a Sharyland Holdings, L.P., una entidad en la que Sempra adquirió una participación social indirecta del 50% en la Operación Sempra-Sharyland. Sharyland Holdings es la empresa matriz de Sharyland

Se refiere en conjunto a fondos de inversión relacionados con Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P., TPG Global, LLC y GS Capital Partners, una filial de Goldman, Sachs & Co., que controlaba Texas Holdings

Se refiere a Sempra Texas Holdings Corp., una sociedad constituida en Texas (antes EFH Corp. antes del cierre de la adquisición de Sempra), que es subsidiaria propiedad absoluta de Sempra y la empresa matriz directa de STIH

Se refiere a Sempra Texas Intermediate Holding Company LLC., una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Delaware (anteriormente EFIH antes del cierre de la adquisición de Sempra) y el único miembro de Oncor Holdings después de la adquisición de Sempra.

Se refiere a Sharyland Utilities, L.P., que se convirtió en Sharyland el 16 de mayo de 2019 por la relación con la Operación Sempra-Sharyland

Se refiere al Plan de Jubilación Suplementario de Oncor

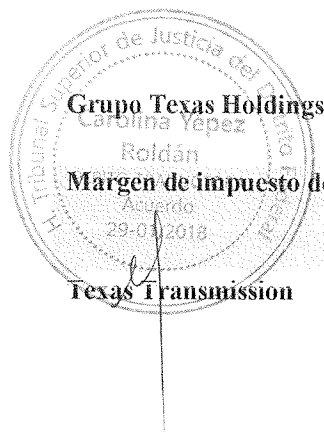
“Ley de Empleos y Reducción de Impuestos promulgada el 22 de diciembre de 2017.

Costo del servicio de transmisión

Factor de recuperación de los costos de transmisión

Se refiere a Texas Energy Future Holdings Limited Partnership, una sociedad limitada controlada por el Grupo Patrocinador que posea sustancialmente todas las acciones ordinarias de EFH Corp. antes del cierre de la adquisición de Sempra

SM TEXT0

**Grupo Texas Holdings****Margen de impuesto de Texas****Texas Transmission**

Se refiere a Texas Holdings y a sus subsidiarias directas e indirectas distintas de las Entidades con Restricciones de Oncor.

Un impuesto sobre privilegios que se grava a las entidades que se constituyan o que hagan negocios en el Estado de Texas y que, para efectos contables, se entere como impuesto sobre la renta

Se refiere a Texas Transmission Investment LLC, una sociedad de responsabilidad limitada que tiene una participación social del 19.75% en Oncor. Texas Transmission es una entidad de propiedad indirecta de un grupo de inversión privado dirigido por OMERS Administration Corporation (que actúa a través de su entidad de inversión en infraestructuras, OMERS Infrastructure Management Inc.) y Cheyne Walk Investment Pte. Ltd. Sempra (a través de STIH) posee una participación social indirecta del 1% en Texas Transmission

**EE. UU.**

Estados Unidos de América

**Vistra**

Se refiere a Vistra Energy Corp., y/o a sus subsidiarias, dependiendo del contexto, anteriormente una subsidiaria de EFH Corp. hasta octubre de 2016

**Plan de Jubilación Vistra**

Se refiere a un plan de prestaciones sobre pensiones definido que patrocina una filial de Vistra, en el que participa Oncor (antes Plan de Jubilación EFH)

En estos estados financieros consolidados a veces se hace referencia a Oncor Holdings u Oncor cuando se describen acciones, derechos u obligaciones de sus respectivas subsidiarias. Las referencias a “nosotros”, “nuestro”, “nos” y “la compañía” se refieren a Oncor Holdings y/o a sus filiales directas o indirectas, según se desprende del contexto. Estas referencias reflejan el hecho de que las subsidiarias se consolidan con sus respectivas empresas matrices para efectos de la presentación de informes financieros. Sin embargo, estas referencias no deben interpretarse en el sentido de que la empresa matriz lleva a cabo una acción o tiene los derechos u obligaciones de la empresa subsidiaria que corresponda o que la empresa subsidiaria realiza una acción o tiene los derechos u obligaciones de su empresa matriz o de cualquier otra filial.



SM TEXTD



## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Consejo de Administración y Miembro de  
Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC  
Dallas, Texas

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC y subsidiarias (la "Compañía") que comprenden el balance general consolidado al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y los estados consolidados relacionados de resultados, las utilidades integrales, el patrimonio y los flujos de efectivo para cada uno de los tres años en el período terminado el 31 de diciembre de 2019, así como las notas relacionadas a los estados financieros consolidados.

### Responsabilidad de la Administración por los Estados Financieros Consolidados

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América; esto incluye el diseño, la implementación y el mantenimiento de los controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados y que estén libres de errores materiales debido a fraude o error.

### Responsabilidad de los auditores

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados con base en nuestras auditorías. Hemos realizado nuestras auditorías de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptadas en los Estados Unidos de América. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados están libres de errores materiales.

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones de los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de error materiales en los estados financieros consolidados debido a fraude o error. Al realizar esta evaluación de riesgos, el auditor considera el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la Compañía con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía. Por lo anterior, no expresamos dicha opinión. Una auditoría también incluye la evaluación de la idoneidad de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Creemos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

### Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados presentan razonablemente en todos los aspectos materiales, la situación financiera de Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC y subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018, así como los resultados de sus operaciones y su flujo de efectivo para cada uno de los tres años del período que termina el 31 de diciembre de 2019, de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América.

*[firma electrónica: /s/]* Deloitte & Touche LLP

Dallas, Texas  
27 de febrero de 2020

EXTRA 9



**ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DE  
ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
(millones de dólares)

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ingresos de operaciones (Nota 4)	\$ 4,347	\$ 4,101	\$ 3,958
Gastos de operación:			
Servicio de transmisión al mayoreo	1,005	962	929
Operación y mantenimiento (Nota 13)	899	875	731
Depreciación y amortización	723	671	762
Impuesto sobre la renta (Notas 1, 5 y 13)	138	152	266
Impuestos distintos de los relacionados con el impuesto sobre la renta	508	496	462
Total de gastos de operación	3,273	3,156	3,150
Ingresos por operaciones	1,074	945	808
Otras deducciones e (ingresos) - neto (Nota 15)	63	84	46
Gastos de impuesto sobre la renta ajenos a la operación (beneficio) (Nota 5)	(7)	(10)	74
Gastos por intereses y accesorios (Nota 15)	375	351	342
Utilidad neta	643	520	346
Utilidad neta atribuible a la participación no controladora	(129)	(107)	(84)
Utilidad neta atribuible a Oncor Holdings	\$ 514	\$ 413	\$ 262

SM TEXTD



**ESTADOS CONSOLIDADOS DE UTILIDADES INTEGRALES DE  
ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
(millones de dólares)

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Utilidad neta	\$ 643	\$ 520	\$ 346
Otras utilidades integrales (pérdidas)			
Cobertura del flujo de efectivo - pérdida neta del valor de los derivados reconocida en los ingresos netos (neto de gasto por impuesto de \$-, \$1 y \$1) (Nota 1)	2	2	2
Planes de pensiones de prestaciones definidos (netos de gasto por impuesto de \$4, \$6 y \$4 dólares) (Nota 11)	22	(25)	8
Total otras utilidades integrales (pérdidas)	24	(23)	10
Utilidades integrales	667	497	356
Utilidades integrales atribuible a la participación no controladora	(134)	(95)	(86)
Utilidades integrales atribuible a Oncor Holdings	\$ 533	\$ 402	\$ 270

Véase Notas de los Estados Financieros



OLXEL MIS  
IN TEXTD



**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
**ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS**  
(millones de dólares)

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>Flujo de efectivo - Actividades de operación:</b>			
Utilidad neta	\$ 643	\$ 520	\$ 346
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo proporcionado por las actividades de operación:			
Depreciación y amortización, incluida la amortización reglamentaria	806	777	815
Impuestos sobre la renta diferidos - neto	58	29	360
Otros - netos	(4)	(3)	(2)
Cambios en el activo y el pasivo de las operaciones:			
Cuentas por cobrar - comercial	(53)	68	(76)
Inventarios	(30)	(25)	(1)
Cuentas por pagar - comercial	21	30	(11)
Cuentas reglamentarias relacionadas con los aranceles conciliables (Nota 3)	(44)	66	29
Otros - activos	(208)	28	57
Otros - pasivos	76	(26)	(77)
Efectivo proporcionado por actividades de operación	<u>1,265</u>	<u>1,464</u>	<u>1,440</u>
<b>Flujo de efectivo - actividades financieras</b>			
Emisiones de deuda a largo plazo (Nota 7)	2,460	1,150	600
Pago de deuda a largo plazo (Nota 7)	(1,094)	(825)	(324)
Producto del préstamo puente para la adquisición de empresas (Nota 6)	600	-	-
Pago del préstamo puente para la adquisición de empresas (Nota 6)	(600)	-	-
Aumento (disminución) neto de los préstamos a corto plazo (Nota 6)	(882)	(137)	161
Distribuciones a los socios (Nota 9)	(246)	(149)	(171)
Distribuidores a la participación no controladora	(63)	(42)	(47)
Compra del 0.22% de la participación en Oncor a la participación no controladora	-	(26)	-
Aportación de capital del socio	1,587	256	-
Aportación de capital de la participación no controladora	391	54	-
Descuento de deuda, prima, financiamiento y costos de readquisición - neto	<u>(39)</u>	<u>(14)</u>	<u>(10)</u>
Efectivo proporcionado por (utilizado en) actividades financieras	<u>2,114</u>	<u>267</u>	<u>209</u>
<b>Flujo de efectivo - actividades de inversión:</b>			
Desembolsos de capital (Nota 13)	(2,097)	(1,767)	(1,631)
Adquisición de negocios (Nota 2)	(1,324)	-	(25)
Otros - netos	43	18	12
Efectivo utilizado en actividades de inversión	<u>(3,378)</u>	<u>(1,749)</u>	<u>(1,644)</u>
Variación neta del efectivo y los equivalentes de efectivo	1	(18)	5
Efectivo y equivalentes de efectivo - saldo inicial	<u>3</u>	<u>21</u>	<u>16</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo - saldo final	<u>\$ 4</u>	<u>\$ 3</u>	<u>\$ 21</u>

Véase Notas a los Estados Financieros.

SEE TEXT



**BALANCE GENERAL CONSOLIDADO DE  
ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
(millones de dólares)

	<b>al 31 de diciembre de</b>	
	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Circulantes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 4	\$ 3
Cuentas por cobrar a clientes- netas (Nota 15)	661	559
Impuesto sobre la renta por cobrar del socio (Nota 13)	4	-
Materiales e inventarios de suministros - a un costo promedio	148	116
Prepagos y otros activos circulantes	96	94
Total del activo circulante	913	772
Inversiones y otros bienes (Nota 15)	133	120
Bienes, Planta y Equipo – neto (Nota 15)	19,370	16,090
Crédito mercantil (Notas 1 y 15)	4,628	4,064
Activo reglamentario (Nota 3)	1,775	1,691
ROU por arrendamientos por operaciones y otros activos	106	15
Total de activos	\$ 26,925	\$ 22,752
<b>PASIVOS Y PARTICIPACIÓN SOCIAL</b>		
Pasivos Circulantes:		
Préstamos a corto plazo (nota 6)	\$ 46	\$ 813
Vencimiento actual de la deuda a largo plazo (Nota 7)	608	600
Cuentas por pagar a proveedores	394	300
Impuesto sobre la renta por pagar al socio (Nota 13)	22	28
Impuestos devengados distintos de los impuestos sobre la renta	236	199
Intereses devengados	83	68
Arrendamientos por operaciones y otros pasivos circulantes (Nota 8)	237	209
Total de pasivos circulantes	1,626	2,217
Deuda a largo plazo, menos montos con vencimiento actual (Nota 7)	8,017	5,835
Impuestos sobre la renta diferidos acumulados (Notas 1, 5 y 13)	1,223	1,160
Pasivos reglamentarios (Nota 3)	2,793	2,697
Prestaciones a los empleados, Arrendamientos por operaciones y otras obligaciones (Notas 11 y 15)	2,092	2,064
Total pasivos	15,751	13,973
Compromisos y contingencias (Nota 8)		
Patrimonio (Nota 9):		
Cuenta de capital	8,793	6,920
Otras pérdidas integrales acumuladas	(92)	(92)
Participación de Oncor Holdings	8,701	6,828
Participación no controladora en la subsidiaria	2,473	1,951
Total patrimonio	11,174	8,779
Total pasivos y patrimonio	\$ 26,925	\$ 22,752

Véase Notas a los Estados Financieros.

SIN TEXTD



**ESTADOS DE PATRIMONIO CONSOLIDADOS DE  
ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC**  
(millones de dólares)

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>Patrimonio de Oncor Holdings (Nota 9)</b>			
<b>Cuenta de capital:</b>			
Saldo al comienzo del periodo	\$ 6,920	\$ 6,411	\$ 6,320
Utilidad neta atribuible a Oncor Holdings	514	413	262
Distribuciones a los socios	(246)	(149)	(171)
Valor razonable de la compra del 0.222% de la participación en Oncor de la participación no controladora sobre el valor en libros	-	(11)	-
Aportación de capital del socio	1,587	256	-
Efectos fiscales reclasificados ASU 2018-02 (Nota 1)	18	-	-
Saldo al final del periodo	<u>8,793</u>	<u>6,920</u>	<u>6,411</u>
<b>Otras utilidades integrales acumuladas (AOCI) netos de efectos fiscales</b>			
Saldo al comienzo del periodo	(92)	(81)	(89)
Efectos netos de cobertura de flujo de efectivo (neto del gasto por impuesto de \$-, \$1 y \$1)	1	2	2
Planes de pensiones de prestaciones definidos (net de impuestos de \$4, \$3 y \$3)	17	(13)	6
Efectos fiscales reclasificados ASU 2018-02 (Nota 1)	(18)	-	-
Saldo al final del periodo	<u>(92)</u>	<u>(92)</u>	<u>(81)</u>
<b>Patrimonio de Oncor Holdings al final del periodo</b>	<u>\$ 8,701</u>	<u>\$ 6,828</u>	<u>\$ 6,330</u>
<b>Participación no controladora en la subsidiaria (Nota 10):</b>			
Saldo al comienzo del periodo	\$ 1,951	\$ 1,822	\$ 1,912
Utilidad neta atribuible a participación no controladora	129	107	84
Distribuciones a la participación no controladora	(63)	(42)	(47)
Compra del 0.22% de la participación en Oncor de la participación no controladora	-	(15)	-
Aportación de capital de la participación no controladora	391	54	-
Cambio relacionado con las distribuciones futuras de impuestos de Oncor	60	37	(128)
Planes de pensiones de prestaciones definidos (neto de gasto por impuesto de \$-, \$9 y \$1)	6	(12)	1
Efectos fiscales reclasificados ASU 2018-02 (Nota 1)	(1)	-	-
<b>Participación no controladora en subsidiarias al final del periodo</b>	<u>\$ 2,473</u>	<u>\$ 1,951</u>	<u>\$ 1,822</u>
<b>Total patrimonio al final del periodo</b>	<u>\$ 11,174</u>	<u>\$ 8,779</u>	<u>\$ 8,152</u>

Véase Notas a los Estados Financieros.



SM TEXTD



## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC

### 1. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO Y DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

#### *Descripción del negocio*

Las referencias que se hagan en este informe a “nosotros”, “nuestro” y “la compañía” son a Oncor Holdings y/o a sus subsidiarias directas o indirectas como se desprende del contexto. Los estados financieros integran casi en su totalidad las operaciones de Oncor. Por lo tanto, no hay segmentos de negocio sobre los que se deba informar por separado. Véase el “Glosario” para la definición de términos y abreviaturas.

Somos una compañía controladora con sede en Dallas, Texas, cuyos estados financieros se integran casi en su totalidad por las operaciones de nuestra subsidiaria directa de propiedad mayoritaria (80.25%), Oncor. Oncor es una empresa de transmisión y distribución de electricidad regulada que se dedica principalmente a prestar servicios de entrega a los REP (Proveedores de electricidad al menudeo) que venden energía en las zonas centro-norte, este y oeste de Texas. Oncor Holdings es indirectamente propiedad total de Semptra. La forma en que se nos opera es como una empresa integrada; por lo cual, no hay segmentos de negocio que deban notificarse por separado.

Nuestros estados financieros consolidados para el ejercicio fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2019 incluyen los resultados de la subsidiaria indirecta de propiedad absoluta de Oncor, NTU, que es una empresa de servicios públicos regulada que proporciona servicio de entrega de transmisión de electricidad en las regiones central-norte, occidental y del área de Texas. Oncor adquirió a NTU como parte de la Adquisición de InfraREIT que se cerró el 16 de mayo de 2019.

#### *Medidas de protección*

Desde 2007 se han aplicado varias medidas de protección para mejorar la calidad del crédito y la independencia entre las Entidades con Restricciones de Oncor y las entidades con participación social en Oncor u en Oncor Holdings. Estas medidas de protección sirven para mitigar el riesgo crediticio de las Entidades con Restricciones de Oncor a los propietarios de Oncor y Oncor Holdings y reducir el riesgo de que los activos y pasivos de las Entidades con Restricciones de Oncor se consoliden sustancialmente con los activos y pasivos de cualquier titular directo o indirecto de Oncor y Oncor Holdings que se relacione con la quiebra de cualquiera de esas entidades. Estas medidas incluyen la venta del 19.75% que se llevó a cabo en noviembre de 2008 de la participación social de Oncor a Texas Transmission.

En marzo de 2018, Semptra adquirió indirectamente Oncor Holdings a través de la Adquisición de Semptra. La adquisición de Semptra se consumó después de obtener la aprobación del tribunal de quiebra en los Procedimientos de Quiebra de la EFH y la PUCT.

La aprobación de la PUCT se obtuvo en el Expediente No. 47675 y la resolución definitiva que se emitió en ese expediente (Resolución Semptra) esboza ciertas medidas de protección, mecanismos de gobierno y restricciones que se aplican después de la Adquisición de Semptra. Como resultado de esas medidas de protección, Semptra no controla a Oncor ni a Oncor Holdings y las medidas de protección limitan la capacidad de Semptra para dirigir la administración, las políticas y las operaciones de Oncor y Oncor Holdings, incluido el despliegue o la enajenación de los activos de Oncor, las declaraciones de dividendos, la planificación estratégica y otras cuestiones y resoluciones de la sociedad importantes.

Ninguno de los activos de las Entidades con Restricciones Oncor están disponibles para cumplir con la deuda o las obligaciones de ninguna entidad de Semptra o de cualquier otro titular directo o indirecto de Oncor o de Oncor Holdings. Los activos y pasivos de las Entidades con Restricciones de Oncor son independientes y distintos de los de cualquier entidad de Semptra y de cualquier otro titular directo o indirecto de Oncor o de Oncor Holdings. No asumimos responsabilidad alguna por la deuda u obligaciones contractuales de Semptra y sus filiales o de cualquier otro titular directo o indirecto de Oncor u Oncor Holdings, y viceversa. En consecuencia, nuestras operaciones y flujo



de efectivo se llevan a cabo y administran de forma independiente a Sempra y sus filiales y de cualquier otro titular directo o indirecto de Oncor u Oncor Holdings.

Oncor y Oncor Holdings son cada una de ellas una sociedad de responsabilidad limitada que las rige un consejo de administración, no por sus miembros. La Resolución Sempra y el contrato de la sociedad de responsabilidad limitada de Oncor exigen que el consejo de administración de Oncor se integre por trece miembros y se constituyan de la siguiente manera:

- siete Consejeros Independientes, que (i) serán consejeros independientes en todos los aspectos importantes según las normas de la Bolsa de Valores de Nueva York en relación con Sempra o sus subsidiarias y entidades filiales y cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, y (ii) no tendrán ninguna relación significativa con Sempra o sus subsidiarias o entidades filiales o cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings, actualmente o en los diez años anteriores;
- dos miembros designados por Sempra (a través de Oncor Holdings);
- dos miembros designados por Texas Transmission; y
- dos funcionarios actuales o anteriores de Oncor (los Consejeros Funcionarios de Oncor), actualmente Robert S. Shapard y E. Allen Nye, Jr., que son el presidente del Consejo de Administración y el Director General de Oncor, respectivamente

Para que un funcionario actual o anterior de Oncor tenga derecho a ocupar el cargo de Consejero Funcionario de Oncor dicha persona no deberá haber trabajado para Sempra ni para ninguna de sus filiales (a excepción de Oncor Holdings y Oncor) ni para ninguna otra entidad que tenga una participación social directa o indirecta en Oncor o en Oncor Holdings en el período de diez años anterior a que el funcionario fuera empleado por Oncor. Oncor Holdings, bajo la dirección de la STIH, tiene el derecho de nombrar y/o solicitar la remoción de los Consejeros Funcionarios de Oncor, sujeto a la aprobación de la mayoría del consejo de administración de Oncor. STIH es una subsidiaria indirecta de propiedad absoluta de Sempra y controlada por ésta, después de la Adquisición de Sempra.

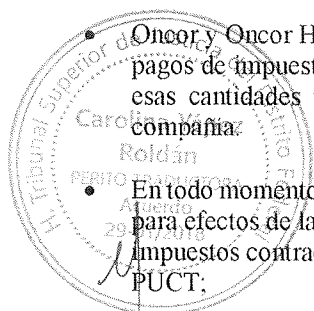
La Resolución de Sempra y nuestro contrato de sociedad de responsabilidad limitada exigen que el consejo de administración de Oncor Holdings esté formado por once miembros, que se integren por seis Consejeros Independientes, dos funcionarios actuales o anteriores de Oncor Holdings (actualmente el Sr. Shapard y el Sr. Nye) y dos miembros que Sempra designe (a través de STIH).

Además, la Resolución de Sempra dispone que los consejos de administración de Oncor y Oncor Holdings no se anulen por el consejo de administración de Sempra ni por ninguna de sus subsidiarias en lo que respecta a la política de dividendos, la emisión de dividendos u otras distribuciones (con excepción de los pagos de impuestos contractuales), la emisión de deuda, los desembolsos de capital, los gastos de operación y mantenimiento, los honorarios de administración y servicio, y el nombramiento o la destitución de miembros del consejo, siempre que ciertas resoluciones también puedan requerir la aprobación adicional del consejo de administración de Oncor Holdings. La Resolución de Sempra también establece que cualquier cambio en el tamaño, composición, estructura o derechos de los consejos de administración de Oncor Holdings y Oncor lo aprobará en primer lugar la PUCT. Además, si Sempra adquiere la participación de Texas Transmission en Oncor, se eliminarán los dos cargos del consejo de administración de Oncor que Texas Transmission tiene derecho a nombrar y se reducirá a dos el tamaño del consejo de administración de Oncor.

Los compromisos reglamentarios, mecanismos de gobernanza y restricciones adicionales previstos en la Resolución de Sempra, así como los contratos de sociedad de responsabilidad limitada de Oncor y Oncor Holdings para proteger a Oncor y Oncor Holdings de sus propietarios son, entre otros, los siguientes:

- La mayoría de los Consejeros Independientes de Oncor deben aprobar cualquier presupuesto anual o plurianual si el monto total de los desembolsos de capital o de los gastos de operación y mantenimiento en dicho presupuesto es superior a un aumento o disminución del 10% con respecto a los montos correspondientes de dichos gastos en el presupuesto del ejercicio fiscal o del período plurianual anterior, según corresponda.

SM TEXT 03



- Oncor y Oncor Holdings no pueden pagar ningún dividendo ni efectuar ninguna otra distribución (salvo los pagos de impuestos contractuales) si la mayoría de sus Consejeros Independientes determina que el retener esas cantidades para satisfacer las necesidades futuras previstas es para los intereses superiores de la compañía.
- En todo momento, Oncor cumplirá el nivel de endeudamiento establecido por la PUCT en cualquier momento para efectos de la fijación de tasas, y Oncor no pagará dividendos ni otras distribuciones (salvo los pagos de impuestos contractuales), si ese pago hace que su nivel de endeudamiento supere dicho nivel que apruebe la PUCT.
- Si la calificación crediticia de la deuda garantizada principal de Oncor por cualquiera de las tres principales agencias calificadoras cae por debajo de BBB (o su equivalente), Oncor suspenderá los dividendos y otras distribuciones (excepto los pagos de impuestos contractuales), salvo que la PUCT permita lo contrario;
- Sin la aprobación previa de la PUCT, Sempra ni ninguna de sus filiales (excluyendo a Oncor) incurrirán, garantizarán o darán en prenda activos con respecto a cualquier endeudamiento que dependa de los ingresos de Oncor en más de un grado proporcional que los otros ingresos de Sempra o de las acciones de Oncor y no habrá ninguna deuda en STH o STIH en ningún momento después del cierre de la Adquisición de Sempra.
- Oncor u Oncor Holdings no prestarán dinero o pedirán prestado dinero a Sempra o a cualquiera de sus filiales (que no sean subsidiarias de Oncor) o a cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings y Oncor u Oncor Holdings no compartirán préstamos con Sempra o con cualquiera de sus filiales (que no sean subsidiarias de Oncor) o con cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor u Oncor Holdings;
- Deben conservarse ciertas “medidas de separación” que refuerzan la independencia financiera de Oncor y Oncor Holdings de sus propietarios, incluido el requisito de que las negociaciones entre Oncor, Oncor Holdings y sus subsidiarias con Sempra, cualquiera de las otras filiales de Sempra o cualquier entidad con una participación social directa o indirecta en Oncor o en Oncor Holdings se realicen de forma independiente, con limitantes en las operaciones de las filiales, requisitos de mantenimiento de registros independientes y con la prohibición de que Sempra o sus filiales den en prenda activos o acciones de Oncor para cualquier entidad que no sea Oncor; y
- Sempra seguirá teniendo indirectamente al menos el 51% de la participación social en Oncor y Oncor Holdings durante al menos cinco años después del cierre de la Adquisición de Sempra, salvo que la PUCT autorice específicamente lo contrario.

### ***Base de la presentación***

Nuestros estados financieros consolidados se han elaborado conforme a los PCGA (Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados) que controlan las operaciones que se rigen por tasas. Todas las cantidades en dólares de los estados financieros y las tablas de las notas se indican en millones de dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique lo contrario. Los acontecimientos posteriores se han evaluado hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

### ***Uso de las estimaciones***

La elaboración de nuestros estados financieros requiere que la administración haga estimaciones y suposiciones acerca de los acontecimientos futuros que afectan a la presentación de los activos y pasivos en las fechas del balance general y las cantidades de ingresos y gastos que se declaren, incluidas las mediciones del valor razonable. En caso de que las estimaciones y/o supuestos resulten diferentes de las cantidades reales, se realizan ajustes en períodos posteriores para reflejar una información más actual. Durante el año en curso no se hicieron ajustes importantes a las estimaciones o supuestos anteriores.







### ***Reconocimiento de ingresos***

Los ingresos de Oncor se facturan conforme a las tarifas que aprueba la PUCT y la mayoría de los ingresos están relacionados con la prestación del servicio de suministro eléctrico a los consumidores. Las tarifas arancelarias están diseñadas para recuperar el costo de la prestación del servicio de suministro eléctrico, incluida una tasa razonable de retorno del capital invertido. Los ingresos se reconocen generalmente cuando el servicio subyacente se ha prestado en una cantidad prescrita por el arancel correspondiente. Véase la Nota 4 para obtener información adicional sobre los ingresos.

### ***Crédito mercantil***

El aumento del crédito mercantil a \$4,628 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 de \$4,064 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018 se debe a la Adquisición de InfraREIT. Véase la Nota 2 para más información sobre la Adquisición de InfraREIT.

### ***Deterioro de activos de larga duración y crédito mercantil***

Evaluamos el deterioro de los activos de larga duración (incluidos los activos intangibles con vidas finitas) siempre que los acontecimientos o cambios en las circunstancias indiquen que el monto en libros de un activo puede no ser recuperable. También evaluamos anualmente el deterioro del crédito mercantil el 1 de octubre y siempre que los acontecimientos o cambios en las circunstancias indiquen que puede existir un deterioro. La determinación de la existencia de estos y otros indicios de deterioro implica criterios que son de naturaleza subjetiva y pueden requerir el uso de estimaciones para pronosticar los resultados y los flujos de efectivo futuros.

Si en la fecha de evaluación nuestro valor en libros excede nuestro valor razonable estimado (valor de empresa), el valor de empresa estimado se compara con los valores razonables estimados de nuestros activos de operación (incluidos los activos intangibles identificables) y con los pasivos en la fecha de evaluación. El monto del crédito mercantil implícito que resulte se compara con el monto del crédito mercantil registrado. Cualquier exceso del monto del crédito mercantil registrado sobre el monto del crédito mercantil implícito se cancela como un cargo por deterioro.

En cada uno de los años 2019, 2018 y 2017, concluimos, con base en una evaluación cualitativa, que nuestro valor razonable estimado de la compañía era más probable que no fuera mayor que nuestro valor en libros. Como resultado, no se requirió ninguna prueba adicional de deterioro y no se reconoció ningún deterioro.

### ***Impuestos sobre la renta***

Oncor es una sociedad para fines de impuesto sobre la renta federal de EE.UU. Nuestro convenio de participación fiscal con Oncor y STH, como cesionario de EFH Corp., incluye a Texas Transmission. El convenio de participación fiscal prevé el cálculo del crédito fiscal de forma importante como si nosotros y Oncor presentáramos nuestras propias declaraciones de impuestos sobre la renta, y requiere que los pagos de impuestos a los miembros se determinen sobre esa base (sin duplicar ningún impuesto sobre la renta pagado por nuestras subsidiarias). Se prevén impuestos sobre la renta diferidos para las diferencias temporales entre nuestra base contable y fiscal de activos y pasivos.

Las cantidades de activos y pasivos por impuestos sobre la renta diferidos, así como los devengos circulantes y no circulantes, se determinan de conformidad con las disposiciones de los lineamientos contables relativas a los impuestos sobre la renta y a la incertidumbre en materia de impuestos sobre la renta. El lineamiento contable para las empresas que se rigen por tasas exige el reconocimiento de los activos o pasivos reglamentarios si es probable que esas cantidades de impuestos diferidos se recuperen de los clientes o se devuelvan a estos en tasas futuras. Los créditos fiscales para inversiones se amortizan a los ingresos a lo largo de la vida útil estimada de los bienes correspondientes.

Clasificamos cualquier interés y gasto de penalización que se relacione con posiciones tributarias inciertas como impuestos sobre la renta circulantes, tal y como se indica en la Nota 5.

SM TEXTD

### ***Planes de prestaciones de pensión definidos y planes OPEB Oncor***

Oncor tiene pasivos en virtud de planes de pensiones que ofrecen prestaciones basadas en una fórmula tradicional de prestaciones definidas o en una fórmula de saldo de efectivo, y planes Oncor OPEB que ofrecen determinadas prestaciones de atención médica y de seguro de vida a los empleados y a sus familiares que reúnan las condiciones necesarias para tener derecho al mismo cuando se jubilen dichos empleados. Los costos de los planes de pensiones y de los planes OPEB de Oncor dependen de varios factores, supuestos y estimaciones. Véase la Nota 11 para obtener información adicional sobre los planes de pensiones y de la OPEB.

### ***Sistema de cuentas***

Nuestros registros contables se han mantenido de acuerdo con el Sistema Modelo de Cuentas de la FERC aplicado por la PUCT.

### ***Bienes, Planta y Equipo***

Los bienes se expresan a su costo original. El costo de los accesorios de los bienes autoconstruidos incluye materiales y mano de obra directa e indirecta, así como los gastos generales aplicables y una previsión de los fondos utilizados durante la construcción.

La depreciación de los bienes, plantas y equipos se calcula de forma lineal a lo largo de la vida útil estimada de los bienes con base en las tasas de depreciación aprobadas por la PUCT. Como es habitual en el sector, el gasto por depreciación se registra utilizando tasas de depreciación compuestas que reflejan estimaciones combinadas de las vidas de los principales grupos de activos, en comparación con el gasto por depreciación calculado en un esquema de componente por activo. Las tasas de depreciación incluyen los costos de remoción de plantas como un componente de los gastos por depreciación, de acuerdo con el tratamiento reglamentario. Los costos reales de remoción incurridos se cargan a la depreciación acumulada. Los costos de remoción acumulados que superen los costos de remoción incurridos se reclasifican como un pasivo reglamentario para retirar los activos en el futuro.

### ***Activos y pasivos reglamentarios***

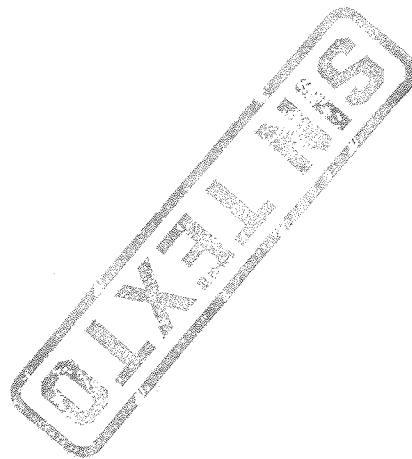
Oncor está sujeta a la reglamentación de tasas y nuestros estados financieros reflejan los activos y pasivos reglamentarios de conformidad con las normas contables relacionadas con el efecto de ciertos tipos de reglamentación. Los activos y pasivos reglamentarios representan los ingresos futuros probables que se recuperarán de los clientes o se reembolsarán a estos mediante el proceso de fijación de tarifas basado en la PURA y/o en las órdenes, precedentes o normas sustantivas de la PUCT. La reglamentación de las tasas se basa en la recuperación total de los costos incurridos con prudencia y en una tasa razonable de rendimiento del capital invertido sujeta a la revisión de la PUCT por motivos de razonabilidad y prudencia, y su posible rechazo. Las decisiones de reglamentación pueden repercutir en la recuperación de los costos, la tasa de ganancia en el capital invertido, así como en la temporalidad y en el monto de los activos que deben recuperarse por medio de las tasas. Véase la Nota 3 para más información sobre los activos y pasivos reglamentarios.

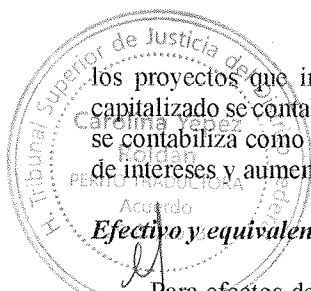
### ***Impuestos de franquicia***

Los organismos gubernamentales locales calculan los impuestos de franquicia a Oncor con base en los kWh entregados y son un componente principal de los impuestos distintos de los impuestos sobre la renta, según se informa en la declaración de ingresos. Los impuestos de franquicia no son una partida "de transferencia". Las tasas que Oncor cobra a los clientes tienen por objeto recuperar los impuestos de franquicia, pero Oncor no actúa como representante para cobrar los impuestos de los clientes.

### ***Previsión de fondos usados durante la construcción (AFUDC, por sus siglas en inglés)***

La AFUDC es un procedimiento reglamentario de contabilidad de costos por el que los cargos por intereses de los fondos prestados y el rendimiento del capital social utilizado para financiar la construcción se incluyen en el costo registrado de la planta y el equipo de servicios públicos que se está construyendo. El AFUDC se capitaliza en todos





los proyectos que implican períodos de construcción de más de treinta días. La parte del interés del AFUDC capitalizado se contabiliza como una reducción de los gastos por intereses y la parte de capital del AFUDC capitalizado se contabiliza como otros ingresos. Véase la Nota 15 el detalle de los importes que reducen los gastos por concepto de intereses y aumentan los otros ingresos.

#### ***Efectivo y equivalentes de efectivo***

Para efectos de la presentación de informes sobre el efectivo y los equivalentes de efectivo, se consideran las inversiones de efectivo temporales adquiridas con un vencimiento original de tres meses o menos.

#### ***Valor razonable de los instrumentos financieros no derivados***

El valor en libros de los activos financieros clasificados como activos circulantes y el valor en libros de los pasivos financieros clasificados como pasivos circulantes se aproxima al valor razonable debido al vencimiento de corto plazo de esos instrumentos. Los valores razonables de otros instrumentos financieros, para los que no se han presentado los valores en libros y los valores razonables no son significativamente diferentes de sus valores en libros correspondientes. El siguiente análisis con respecto a las normas de contabilidad del valor razonable se aplica principalmente a nuestra determinación del valor razonable de los activos en los fideicomisos de los planes de pensiones y Oncor OPEB (consulte la Nota 11) y la deuda a largo plazo (consulte la Nota 7).

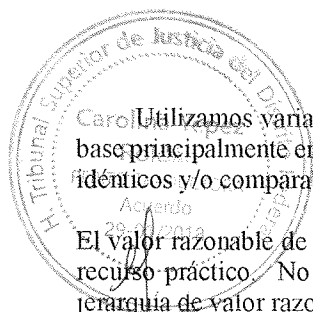
Las normas de contabilidad relacionadas con la determinación del valor razonable definen el mismo como el precio que se recibiría para vender un activo o que se pagaría para transferir un pasivo en una operación ordenada entre los participantes en el mercado en la fecha de medición. Utilizamos una convención de valuación de “mercado medio” (el precio medio entre los precios de compra y de venta) como un recurso práctico para medir el valor razonable de la mayoría de nuestros activos y pasivos sujetos a la medición del valor razonable de forma recurrente. Utilizamos principalmente el enfoque de mercado para las mediciones recurrentes del valor razonable y utilizamos técnicas de valuación para maximizar el uso de insumos observables y minimizar el uso de insumos no observables.

Clasificamos nuestros activos y pasivos registrados a valor razonable con base en la siguiente jerarquía de valor razonable:

- Las valuaciones de nivel 1 utilizan precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos que son accesibles en la fecha de medición. Un mercado activo es un mercado en el que las operaciones del activo o el pasivo se producen con suficiente frecuencia y volumen para proporcionar información de precios de forma continua.
- Las valuaciones de nivel 2 utilizan insumos que, en ausencia de precios de mercado cotizados activamente, son observables para el activo o el pasivo, ya sea directa o indirectamente. Los insumos del nivel 2 incluyen: (a) precios cotizados para activos o pasivos similares en mercados activos, (b) precios cotizados para activos o pasivos idénticos o similares en mercados no activos, (c) insumos distintos de los precios cotizados que sean observables para el activo o el pasivo, como los tipos de interés y las curvas de rendimiento observables a intervalos comúnmente cotizados e (d) insumos que se deriven principalmente de los datos de mercado observables o que estén corroborados por los mismo mediante correlación u otros medios. Nuestras valuaciones de Nivel 2 utilizan cotizaciones de intermediarios extrabursátiles, precios cotizados para activos o pasivos similares que son corroborados por correlaciones u otros medios matemáticos y otros datos de valuación.
- Las valuaciones de Nivel 3 utilizan insumos no observables para el activo o el pasivo. Los insumos no observables se utilizan en la medida en que no se dispone de datos observables, lo que permite que se den situaciones en las que hay poca o ninguna actividad de mercado para el activo o el pasivo en la fecha de medición. Utilizamos la información más significativa disponible en el mercado combinada con metodologías de valuación desarrolladas internamente para desarrollar nuestra mejor estimación del valor razonable.



STIMEX  
STIMEX



Utilizamos varias técnicas de valuación diferentes para medir el valor razonable de los activos y pasivos, con base principalmente en el enfoque de mercado de utilizar precios y otra información de mercado para activos y pasivos idénticos y/o comparables para aquellas partidas que se miden de manera recurrente.

El valor razonable de ciertas inversiones se mide utilizando el valor neto de los activos (NAV) por acción como un recurso práctico. No es necesario que esas inversiones medidas en función del NAV se clasifiquen dentro de la jerarquía de valor razonable.

### ***Instrumentos derivados y contabilidad de valuación a valor de mercado***

En cualquier momento, Oncor contrata instrumentos derivados para cubrir el riesgo de los tipos de interés. Si el instrumento se ajusta a la definición de derivado en virtud de las normas contables relacionadas con los instrumentos derivados y las actividades de cobertura, el valor razonable de cada derivado se reconoce en el balance general como activo o pasivo derivado y los cambios en el valor razonable se reconocen en los ingresos netos, a menos que se cumplan los criterios para la contabilización de la cobertura del flujo de efectivo. Este reconocimiento se denomina contabilidad de “valor de mercado”.

### ***Cambios en las Normas de Contabilidad***

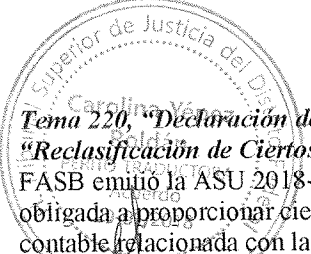
**Tema 842, “Arrendamientos”** - En febrero de 2016, el FASB emitió la ASU 2016-02 que creó el Tema 842, “Arrendamientos” del FASB. El Tema 842 modifica los PCGA anteriores para exigir el reconocimiento en el balance general de prácticamente todos los activos y pasivos de los arrendamientos, incluidos los arrendamientos por operaciones. Los pasivos por arrendamientos por operaciones no se clasifican como deuda para fines de los PCGA en el Tema 842 y no se tratan como deuda para nuestros fines reglamentarios. Todos los arrendamientos vigentes de Oncor cumplen con la definición de un arrendamiento por operaciones. Conforme a las nuevas normas, el reconocimiento de cualquier arrendamiento financiero (anteriormente conocido como arrendamientos capitalizables) en el balance general se clasifica como deuda para efectos de los PCGA como de la estructura de capital reglamentario (véase la Nota 7 para obtener más detalles) de manera similar al tratamiento anterior de arrendamientos capitalizables.

Aplicamos el Tema 842 el 01 de enero de 2019, utilizando el método de transición opcional para implementar el nuevo lineamiento de manera prospectiva y no volver a establecer períodos comparativos. Elegimos el paquete de facilidades prácticas que nos permite no reevaluar: (a) si un contrato es un arrendamiento o contiene el mismo, (b) la clasificación del arrendamiento o (c) la determinación de los costos directos iniciales, lo que nos permite trasladar las conclusiones contables conforme a los PCGA anteriores en los contratos que comenzaron antes de aplicar la norma de arrendamiento. También elegimos la servidumbre de tierra conveniente, que nos permite seguir contabilizando las servidumbres de tierra preexistentes en virtud de nuestra política contable que existía antes de la aplicación de la norma de arrendamiento. No elegimos el recurso práctico de usar la retrospectiva para hacer juicios al determinar el plazo de arrendamiento.

La aplicación del Tema 842 afecta nuestro balance general, ya que nuestros contratos de espacio de oficina, centros de servicio y vehículos de flota son arrendamientos por operaciones. La siguiente tabla muestra los aumentos en nuestro balance general al 01 de enero de 2019 desde la aplicación inicial del Tema 842.

	<u>Al 01 de enero de 2019</u>
<u>Arrendamientos por operaciones:</u>	
Activos con Derecho de Uso (ROU):	
ROU de arrendamientos por operaciones y otros activos	\$ 82
Pasivos de arrendamiento:	
Arrendamientos por operaciones y otros pasivos circulantes	\$ 26
Prestaciones a los empleados, arrendamientos por operaciones y otras obligaciones	56
Total del pasivo de arrendamientos por operaciones	\$ 82

SM TEXTD



**Tema 220, “Declaración de Ingresos- Informe de Utilidades Integrales” modificado por la ASU 2018-02, “Reclasificación de Ciertos Efectos Fiscales de Otras utilidades integrales acumuladas”** - En febrero de 2018, la FASB emitió la ASU 2018-02, una modificación al Tema 220. En virtud de la ASU 2018-02, una entidad está obligada a proporcionar cierta información relacionada con los efectos fiscales reclasificados, incluida su política contable relacionada con la liberación de los efectos del impuesto sobre la renta de las otras utilidades integrales acumuladas (AOCI). Elegimos reclasificar los efectos fiscales reclasificados resultantes de la TCJA (Ley de Empleos y Reducción de Impuestos promulgada el 22 de diciembre de 2017) de las AOCI a las cuentas de capital. Nuestros efectos fiscales reclasificados en AOCI que están relacionados con nuestros planes de prestaciones sobre pensiones definidos y las anteriores coberturas de flujo de efectivo de tasas de interés fueron de \$19 millones de dólares y aumentaron nuestra cuenta de capital después de hacer la reclasificación. Aplicamos la norma de forma prospectiva a partir del 1 de enero de 2019.

**Tema 326, “Instrumentos financieros - Pérdidas de crédito”** - En junio de 2016, el FASB emitió la ASU No. 2016-13 que cambia la forma en que las entidades contabilizan las pérdidas de crédito en las cuentas por cobrar y algunos otros activos. El linchamiento requiere el uso de un modelo actual de pérdida de crédito esperada que puede dar lugar a un reconocimiento anticipado de las pérdidas de crédito conforme a las normas de contabilidad anteriores. El Tema 326 debe aplicarse en el primer trimestre del año fiscal 2020, que permita la aplicación anticipada. Dicho tema lo aplicamos en forma prospectiva a partir del 1 de enero de 2020. La aplicación de la nueva norma no tuvo un impacto importante en nuestros estados financieros consolidados.

**Tema 350, “Intangibles, Crédito mercantil y otros, Software de uso interno (Subtema 40): Contabilidad del cliente para los costos de implementación incurridos en un Convenio de Informática en Nube, Eso es un servicio”** - En agosto de 2018, el FASB emitió la ASU 2018-15 que aclara la contabilidad de los costos de implementación en los convenios de informática en nube. Se requiere que la ASU 2018-15 se aplique en el primer trimestre del año fiscal 2020, que permitirá su aplicación de manera anticipada. Aplicamos la actualización anticipadamente de forma prospectiva a partir del 1 de julio de 2019. La aplicación anticipada no tuvo un efecto importante en nuestros estados financieros consolidados.

## 2. ACTIVIDAD DE ADQUISICIÓN

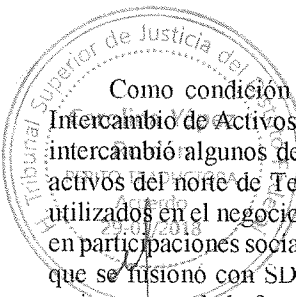
### *Adquisición de InfraREIT*

El 16 de mayo de 2019, Oncor completó la Adquisición de InfraREIT, en virtud de la cual adquirió toda la participación social de InfraREIT y su subsidiaria, InfraREIT Partners. La Adquisición de InfraREIT se produjo a través de la fusión de InfraREIT con una subsidiaria recién formada propiedad absoluta de Oncor, seguida de la fusión de otra subsidiaria recién formada de propiedad absoluta de Oncor y con InfraREIT Partners. Los accionistas de InfraREIT y los socios comanditarios de InfraREIT Partners recibieron \$21.00 dólares en efectivo por acciones ordinarias o unidades de sociedad limitada, según corresponda, lo que dio como resultado una contraprestación total en efectivo de \$1,275 millones de dólares. Además, Oncor pagó ciertos costos de operaciones en los que incurrió InfraREIT (incluido un cargo por terminación del contrato de administración de \$40 millones de dólares que InfraREIT pagó a una filial de Hunt Consolidated, Inc. al momento del cierre), con la contraprestación total en efectivo y el pago de los gastos de InfraREIT por un total de \$1,324 millones de dólares.

En relación con la adquisición de InfraREIT e inmediatamente después de su cierre, el 16 de mayo de 2019, Oncor extinguió todos los \$953 millones de dólares de deuda principal en circulación de InfraREIT y sus subsidiarias mediante el pago de \$602 millones de dólares de la deuda principal de la subsidiaria InfraREIT y el intercambio de \$351 millones de dólares de deuda principal de la subsidiaria InfraREIT por la nueva deuda principal garantizada de Oncor, como se explica con más detalle en las Notas 6 y 7.

El 15 de mayo de 2019, en relación con la Adquisición de InfraREIT, Oncor recibió aportaciones de capital por un importe total de \$1,330 millones de dólares de Sempra y de algunos tenedores de participación social indirectos de Texas Transmission para financiar la contraprestación en efectivo y determinados gastos de la operación.

SENTEXTD



Como condición para la Adquisición de InfraREIT, SDTS, y el arrendatario de SDTS, SU, completaron el Intercambio de Activos SDTS-SU inmediatamente antes del cierre de la Adquisición de InfraREIT, según el cual SDTS intercambió algunos de sus activos del sur de Texas por algunos activos del norte de Texas propiedad de SU. Los activos del norte de Texas adquiridos por SDTS consistían en bienes inmuebles y otros activos propiedad de SU y utilizados en el negocio de la transmisión y distribución de electricidad en el centro, norte y oeste de Texas, así como en participaciones sociales en GS Project Entity, L.L.C., una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Texas que se fusionó con SDTS. Los activos del sur de Texas adquiridos por SU consistían en bienes inmuebles y otros activos cerca de la frontera entre Texas y México. Como resultado del cierre de la Adquisición de InfraREIT, Oncor y su subsidiaria NTU son ahora propietarias de todos los activos y proyectos en las regiones norte, central, occidental y de partes de Texas que tenía SDTS y SU inmediatamente antes de la Adquisición de InfraREIT, y Sharyland posee los activos que estaban en posesión de SU y SDTS en el sur de Texas inmediatamente antes de la Adquisición de InfraREIT. Los activos que Oncor adquirió incluyen aproximadamente 1,575 millas de líneas de transmisión, incluidas 1,235 millas de circuito de líneas de transmisión de 345kV y aproximadamente 340 millas de circuito de líneas de transmisión de 138kV. El sistema de transmisión del norte, centro y oeste de Texas adquirido por Oncor en la operación está directamente conectada a unas 20 plantas de generación de energía operativas que suman aproximadamente 3,900 MW y presta servicio a más de 50 subestaciones. Oncor también adquirió varios proyectos en las regiones norte, central, oeste y en partes que abarcan regiones de Texas, incluido un proyecto conjunto con Lubbock Power & Light (LP&L) para la construcción y la obra relacionada con la estación para unir la mayoría de las plantas eléctricas de la ciudad de Lubbock al mercado ERCOT (Electric Reliability Council of Texas, Inc). Los costos e inversiones de este proyecto se dividirán en última instancia entre Oncor y LP&L, a Oncor corresponderá la construcción y a LP&L la facturación para la parte de los costos de forma mensual.

Además, como condición para el cierre del Intercambio de Activos SDTS-SU, Sempra adquirió una participación indirecta del 50 por ciento en Sharyland Holdings, la empresa matriz de Sharyland, en la Operación Sempra-Sharyland. Como resultado de la Operación Sempra-Sharyland, Sharyland es ahora la filial de Oncor para efectos de las normas de la PUCT. De conformidad con el contrato que rige el Intercambio de Activos de SDTS-SU y la orden de la PUCT en el Expediente No. 48929 que aprueba la Adquisición de InfraREIT, al cierre de la Adquisición de InfraREIT Oncor celebró un contrato de operación en virtud del cual Oncor prestará determinados servicios de operaciones a Sharyland a precio de costo sin margen de utilidad o ganancia.

### ***Contabilidad de combinación de negocios***

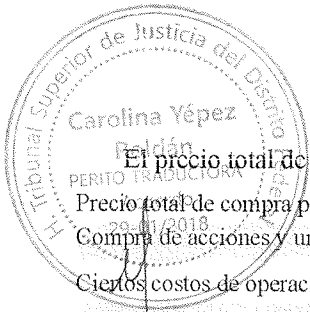
Nosotros y Oncor contabilizamos la Adquisición de InfraREIT como una adquisición comercial con activos identificables adquiridos y pasivos asumidos registrados a sus valores razonables estimados en la fecha de cierre. Los resultados combinados de las operaciones se informan en nuestros estados financieros consolidados a partir de la fecha de cierre. A continuación, se muestra un resumen de las técnicas utilizadas para estimar el valor razonable preliminar de los activos y pasivos identificables.

- Los activos y pasivos que se incluyen en los procesos de fijación de tasas reguladoras basadas en los costos de la PUCT se registran a valores razonables iguales a su valor en libros reglamentario, de conformidad con los PCGA y las prácticas del sector.
- El capital de trabajo se valuó utilizando información de mercado (Nivel 2).

Las siguientes tablas indican el precio de compra pagado y la asignación del precio total de compra pagado a los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos. La asignación del precio de compra es preliminar y la asignación a cada activo identificable adquirido y pasivo asumido puede cambiar en función de la recepción de información más detallada y análisis adicionales relacionados principalmente con pasivos por impuestos sobre la renta. En el año terminado al 31 de diciembre de 2019, Oncor hizo varios ajustes de asignación de precios de compra relacionados principalmente con las cuentas del capital de trabajo, lo que dio lugar a una reducción de \$11 millones de dólares en el crédito mercantil. Actualmente, esperamos que la asignación final del precio de compra se complete a más tardar en el segundo trimestre de 2020.



SM TEXTD

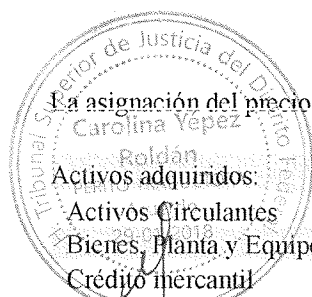


El precio total de compra pagado fue el siguiente

Precio total de compra pagado	
Compra de acciones y unidades de InfraREIT en circulación	\$ 1,275
Ciertos costos de operación de InfraREIT pagados por Oncor (a)	49
Precio total de compra pagado	<u>\$ 1,324</u>

(a) Representa ciertos costos de operación en los que incurrió InfraREIT en relación con la operación y que pagó Oncor, incluida una tasa de terminación por administración de \$40 millones de dólares pagadera a una filial de Hunt Consolidated, Inc.

SEE TEXT



La asignación del precio de compra es la siguiente:

	Al 16 de mayo de 2019	
Activos adquiridos:		
Activos Circulantes	\$	45
Bienes, Planta y Equipo – neto		1,800
Crédito mercantil		564
Activos reglamentarios		16
Impuesto diferido activo		15
Otros activos no circulantes		10
Total de activos adquiridos		2,450
Pasivos asumidos		
Deuda a corto plazo		115
Otros pasivos circulantes		24
Pasivos reglamentarios		148
Deuda a largo plazo, incluido el vencimiento actual		839
Total de pasivos asumidos		1,126
Activos netos adquiridos		1,324
Precio total de compra pagado	\$	1,324

El crédito mercantil de \$564 millones de dólares derivada de la Adquisición de InfraREIT es atribuible a los activos adquiridos que amplían la huella de transmisión de Oncor y contribuyen a Oncor a sustentar el crecimiento del mercado de ERCOT. Ninguno de los créditos mercantiles es recuperable ni proporciona beneficios fiscales en el proceso de fijación de tarifas. En la adquisición no se asumieron obligaciones de prestaciones para los empleados.

Los costos de adquisición en los que se incurrieron en la Adquisición de InfraREIT por parte de Oncor y registrados en otras deducciones ascendieron a \$9 millones de dólares en 2019. Nuestros estados de resultados consolidados incluyen ingresos y utilidades netas del negocio adquirido por un total de \$156 millones de dólares y \$58 millones de dólares, respectivamente, desde la fecha de adquisición del 16 de mayo de 2019. El crédito mercantil en Oncor Holdings es menor que en Oncor porque en Oncor Holdings no hubo diferencias de impuestos ni de base contable de los activos netos adquiridos en la fecha de adquisición.

### **Información financiera formal no auditada**

La siguiente información financiera formal no auditada para el año terminado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 asume que la Adquisición de InfraREIT ocurrió el 1 de enero de 2018. La información financiera formal no auditada se proporciona con fines informativos únicamente y no es necesariamente indicativa de los resultados de las operaciones que habrían ocurrido si la Adquisición de InfraREIT se hubiera completado el 1 de enero de 2018, ni la información financiera formal no auditada es indicativa de los resultados futuros de las operaciones, que pueden diferir significativamente de la información financiera formal que se presenta aquí.

	Año terminado al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Ingresos proforma consolidados de Oncor	\$ 4,431	\$ 4,318

CLICK HERE

La información financiera formal no auditada anterior excluye las utilidades formales debido a la imposibilidad de realizar un cálculo. La empresa fusionada anteriormente operaba conforme a una estructura de fideicomiso de inversión de bienes raíces con una estructura de costo única y atributos de impuestos federales únicos. Una aplicación retrospectiva precisa no puede calcularse de manera objetiva y confiable, ya que la nueva estructura de costos y los nuevos atributos fiscales requerirían una cantidad significativa de estimaciones y criterios.

### *Intercambio de activos de Sharyland 2017*

En noviembre de 2017, Oncor intercambió aproximadamente \$383 millones de dólares de sus activos de transmisión, que consistían en 517 millas de circuitos de líneas de transmisión de 345 kV y aproximadamente \$25 millones de dólares en efectivo por aproximadamente \$408 millones de dólares de los activos de distribución de las Entidades de Sharyland (que constituyen prácticamente la totalidad de su negocio de distribución de electricidad) y algunos de sus activos de transmisión, de conformidad con el Contrato de Sharyland de 2017. El Intercambio de Activos de Sharyland 2017 amplió la base de clientes de Oncor en el oeste de Texas y ofrece algunas oportunidades potenciales de crecimiento para su red de distribución. El intercambio de activos entre Oncor y las Entidades de Sharyland se estructuró para ser considerada, en parte, como un intercambio simultáneo similar con impuestos diferidos en la medida en que los activos intercambiados sean de “tipo similar” (en el sentido del artículo 1031 del Código). El Intercambio de Activos de Sharyland 2017 no tuvo un efecto importante en nuestros resultados de operaciones, posición financiera o flujos de efectivo.

## 3. ASUNTOS REGLAMENTARIOS

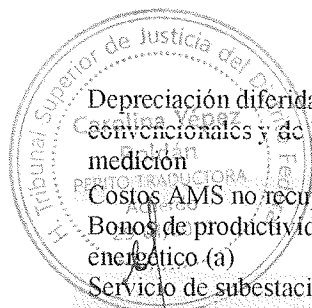
### *Activos y pasivos reglamentarios*

El reconocimiento de los activos y pasivos reglamentarios y los períodos en los que deben recuperarse o reembolsarse mediante la reglamentación de las tasas reflejan las decisiones de la PUCT. En la tabla que se muestra a continuación se indican los componentes de los activos y pasivos reglamentarios y sus períodos de recuperación restantes al 31 de diciembre de 2019. Se señalan los montos que no se recuperan mediante la reglamentación de las tasas.

	Tasa restante de recuperación/período de amortización al	Al 31 de diciembre de	
	31 de diciembre de 2019	2019	2018
Activos reglamentarios:			
Pasivos por jubilación de los empleados (a)(b)(c)	Por determinarse	\$ 623	\$ 648
Gastos de jubilación de los empleados que se están amortizando	8 años	262	297
Gastos de jubilación de los empleados incurridos desde el último período de revisión de la tasa (b)	Por determinarse	79	73
Reserva de autoseguro (principalmente los costos de recuperación de tormenta) que se está amortizando	8 años	309	351
Reserva de autoseguro incurrida desde el último período de revisión de las tasas (principalmente relacionada con las tormentas) (b)	Por determinarse	238	59
	Vidas de la deuda		
Costos de readquisición de valores	relacionada	29	10



SM TEXTD



Depreciación diferida de los medidores convencionales y de las instalaciones de medición

	1 año	15	36
Costos AMS no recuperados	8 años	170	185
Bonos de productividad por rendimiento energético (a)	1 año o menos	9	7
Servicio de subestación de distribución al por mayor	Por determinarse	34	15
Otros activos reglamentarios	Varios	7	10
Total activo reglamentarios		1,775	1,691

#### Pasivos reglamentarios:

Costos estimados netos por remoción	Vidas de los bienes relacionados principalmente sobre la vida de los bienes	1,178	1,023
Impuestos diferidos en exceso	relacionados	1,574	1,571
Gasto de servicio de transmisión al por mayor recuperado en exceso (a)	1 año o menos	30	89
Otros pasivos reglamentarios	Varios	11	14
Total pasivos reglamentarios		2,793	2,697
Activos reglamentario netos (pasivos)		\$ (1,018)	\$ (1,006)

(a) Sin ganar un rendimiento en el proceso de fijación de tasas reglamentarias.

(b) La recuperación está específicamente autorizada por la ley o por la PUCT, con sujeción a una revisión de razonabilidad.

(c) Representa los pasivos no fondeados registrados de conformidad con las normas de contabilidad de las pensiones y la OPEB.

#### ***Aprobación de la Adquisición de InfraREIT (Expediente No. 48929 de la PUCT)***

El 9 de mayo de 2019, la PUCT emitió una resolución definitiva en el Expediente No. 48929 en la que aprueba las operaciones previstas por la Adquisición de InfraREIT, incluido el Intercambio de Activos SDTS-SU, y la Operación Sempra-Sharyland. Para más información sobre estas operaciones, véase la nota 2.

#### ***Situación reglamentaria de la TCJA***

El exceso de saldos relacionados con los impuestos diferidos que se mencionó anteriormente es principalmente el resultado de la reducción de la tasa del impuesto sobre la renta federal de la TCJA del 35% al 21%. Estos pasivos reglamentarios reflejan la obligación de Oncor, según lo dispuesto en la resolución de la PUCT en el Expediente No. 46957 para reembolsar a los clientes de servicios públicos cualquier exceso de saldos relacionados con impuestos diferidos creados por la reducción de la tasa del impuesto sobre la renta federal de sociedades mediante reducciones de los aranceles de Oncor.

En 2018, Oncor realizó presentaciones para integrar el impacto de la TCJA en los aranceles de Oncor, incluida la reducción de la tasa del impuesto sobre la renta de la compañía del 35% al 21% y la amortización del exceso de los impuestos federales sobre la renta diferidos. En septiembre de 2018, Oncor estableció un convenio procesal sin oposición con respecto a una negociación global del impacto de la TCJA. La negociación incluía una disminución anual de \$144 millones de dólares en el requisito de ingresos de Oncor relacionado con la reducción de los gastos por impuesto sobre la renta que actualmente se encuentran en las tasas y una disminución de \$75 millones de dólares relacionada con la amortización del exceso de impuestos federales sobre la renta diferidos. El exceso de impuestos federales sobre la renta diferidos no protegidos se reembolsa en un período de diez años y el exceso de impuestos federales sobre la renta diferidos protegidos se reembolsa durante la vida de los activos relacionados.

SEE TEXT



Las tasas de liquidación se aplicaron de forma provisional durante 2018 y fueron aprobadas por la PUCT el 4 de abril de 2019. Durante 2018, las tasas provisionales del TCOS (Costo del servicio de transmisión) incluían reembolsos de impuestos federales sobre la renta diferidos en exceso que eran inferiores a la cantidad finalmente aprobada por el PUCT. Por lo tanto, la PUCT aprobó un reembolso único adicional en el Expediente 49160 de \$9 millones de dólares, el cual se hizo en abril y mayo de 2019.

***DCRF (Factor de recuperación de los costos de distribución) (Expediente No. 49427 de la PUCT)***

El 8 de abril de 2019, Oncor presentó ante la PUCT y en las ciudades con competencia original sobre las tasas de Oncor, una solicitud de aprobación de un DCRF actualizado. El DCRF permite a Oncor recuperar, principalmente a través de los aranceles de Oncor para el servicio de entrega al por menor, ciertos costos relacionados con las inversiones de distribución de Oncor. En la solicitud del DCRF de Oncor, Oncor solicitó un aumento de \$29 millones de dólares en los ingresos anuales de distribución relacionados con las inversiones de distribución de 2018. El 30 de mayo de 2019, se llegó a un convenio de transacción procesal entre las partes en el procedimiento que incluía un aumento de \$25 millones de dólares en los ingresos anuales de distribución y, el 10 de junio de 2019, se autorizó que las tasas provisionales basadas en el convenio de transacción procesal comenzasen el 1 de septiembre de 2019. El 12 de septiembre de 2019, la PUCT emitió una resolución definitiva que aplicaba el convenio de transacción y a las tasas.

***Reconciliación final del AMS (Sistema avanzado de medición) (Expediente No. 49721 de la PUCT)***

El 9 de julio de 2019, Oncor presentó una solicitud a la PUCT para una conciliación final de los costos de la AMS de Oncor. A partir de la aplicación de las tasas de conformidad con la revisión de tasas del Expediente No. 46957, Oncor dejó de recuperar los cargos del AMS mediante un recargo el 26 de noviembre de 2017, y los costos del AMS se están recuperando mediante tasas base. Oncor hizo las siguientes solicitudes en la presentación de conciliación del AMS de Oncor:

- una conciliación de todos los costos incurridos con los \$87 millones de dólares de ingresos recaudados durante el período final del recargo del AMS, del 1 de enero de 2017 al 26 de noviembre de 2017,
- una determinación final de la PUCT de los ahorros netos de costos de operación de \$16 millones de dólares del último período de uso del AMS de Oncor que se utilizaron para reducir la cantidad de costos que finalmente se recuperaron a través del recargo de AMS de Oncor.
- autorización para añadir el déficit de recuperación de los costos del AMS de 2017 de este procedimiento de conciliación de \$6 millones de dólares al activo reglamentario del AMS que actualmente se está recuperando mediante tasas bases, y
- autorización para establecer un activo reglamentario para captar los costos relacionados a este procedimiento de conciliación (si se aprueba, Oncor trataría de recuperar ese activo reglamentario en un futuro caso de tasa de Oncor).

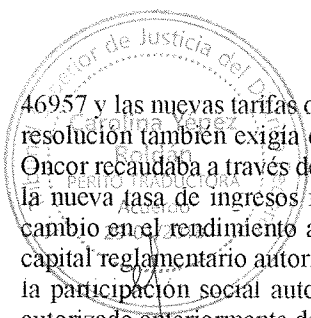
El 8 de octubre de 2019, Oncor presentó una promoción conjunta para admitir pruebas y para la aprobación de una solicitud propuesta conjunta que pone en práctica las solicitudes que se detallaron anteriormente, según lo acordado por el personal de la PUCT y el Comité Directivo de Ciudades. El 16 de diciembre de 2019, la PUCT firmó una resolución definitiva en la que aprobó las solicitudes de Oncor como se indica anteriormente.

***Revisión de la tasa de 2017 (Expediente No. 46957 de la PUCT)***

En respuesta a las resoluciones aprobadas por varias ciudades con competencia original sobre las tarifas de servicios eléctricos, Oncor presentó procedimientos de revisión de tarifas ante la PUCT y las ciudades con competencia original en el territorio de servicio de Oncor en marzo de 2017, con base en un año de prueba comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2016.

En julio de 2017, Oncor y algunas partes de la revisión de tarifas de Oncor acordaron un acuerdo de esa revisión de tarifas y el 2 de agosto de 2017 se presentó un convenio de transacción ante la PUCT que resolvió todas las cuestiones del expediente. El 13 de octubre de 2017, la PUCT emitió una resolución en la que se aprueba el acuerdo de la revisión de las tasas, sujeto al cierre de Intercambio de Activos de Sharyland 2017, que cerró el 9 de noviembre de 2017. Como resultado del cierre, se cumplió con la contingencia de la resolución en el expediente de la PUCT No.

ST  
TEXT  
S



46957 y las nuevas tarifas de Oncor establecidas en esa resolución entraron en vigor el 27 de noviembre de 2017. La resolución también exigía que Oncor registrara como pasivos reglamentarios, en lugar de ingresos, la cantidad que Oncor recaudaba a través de los aranceles aprobados de Oncor para los impuestos federales sobre la renta que excedía la nueva tasa de ingresos federales de las empresas. Otras conclusiones importantes de la resolución incluyen un cambio en el rendimiento autorizado de la participación social de Oncor al 9.80% y un cambio en la estructura del capital reglamentario autorizado de Oncor al 57.5% de deuda al 42.5% de la participación social. El rendimiento de la participación social autorizada anteriormente de Oncor era del 10.25% y la estructura de capital reglamentario autorizado anteriormente de Oncor era del 60% de deuda al 40% de la participación social. La resolución de la PUCT exigía que Oncor registrara un pasivo reglamentario desde el 27 de noviembre de 2017 hasta que se cumpliera la nueva estructura de capital regulatorio autorizado para reflejar la capitalización real de Oncor antes de lograr la estructura de capital autorizado. La estructura de capital reglamentario autorizado de Oncor se cumplió en mayo de 2018 y, por lo tanto, Oncor dejó de acumular cantidades a los pasivos reglamentarios de reembolso de la estructura de capital a partir de ese momento. El pasivo reglamentario de \$6 millones de dólares se aprobó el 14 de septiembre de 2018 en el Expediente No. 48522 de la PUCT, y el pasivo se devolvió posteriormente a los clientes en septiembre de 2018. Además, de conformidad con la resolución definitiva sobre revisión de tasas, con efecto a partir del 27 de noviembre de 2017, el recargo del AMS dejó de aplicarse y los costos del AMS en curso se están recuperando mediante tasas bases que incluyen la recuperación del activo reglamentario del AMS en un período de 10 años. Con el tiempo, Oncor sigue recuperando los medidores convencionales retirados previamente aprobados como activo reglamentario.

#### ***Intercambio de activos de Sharyland 2017 ((Expediente No. 47469 de la PUCT)***

El 21 de julio de 2017, Oncor celebró el contrato de Sharyland de 2017, en el que se disponía que Oncor intercambiaría algunos de sus activos de transmisión y dinero en efectivo por algunos de los activos de distribución de las Entidades de Sharyland (que constituyen prácticamente la totalidad de su negocio de distribución de electricidad) y algunos de sus activos de transmisión. El 13 de octubre de 2017, la PUCT emitió una resolución en la que se aprobó el Intercambio de Activos de Sharyland 2017 y el 9 de noviembre de 2017, las partes consumaron la operación. Para más información sobre el contrato de Sharyland 2017 y el Intercambio de Activos de Sharyland 2017, véase la Nota 2.

Nosotros y Oncor participamos en varios otros procedimientos reglamentarios en el curso ordinario de los negocios, cuya resolución final, en opinión de la administración, no debería tener un efecto importante en nuestra situación financiera, en los resultados de las operaciones o en los flujos de efectivo.

## **4. INGRESOS**

### ***General***

Los ingresos de Oncor se facturan mensualmente conforme a los aranceles que apruebe la PUCT y la mayoría de los ingresos están relacionados con la prestación del servicio de suministro eléctrico a los consumidores. Las tasas arancelarias están diseñadas para recuperar el costo de proporcionar el servicio de entrega de electricidad a los clientes, incluida una tasa razonable de retorno sobre el capital invertido. Dado que los volúmenes entregados pueden medirse directamente, los ingresos de Oncor se reconocen cuando el servicio subyacente se ha prestado en una cantidad prescrita por el arancel correspondiente. Oncor reconoce los ingresos por el importe que tiene derecho a facturar. Prácticamente todos los ingresos de Oncor proceden de contratos con clientes, excepto los ingresos de programas de ingresos alternativos que se revisan más adelante.

### ***Aranceles conciliables***

La PUCT ha designado ciertos aranceles (principalmente el TCRF y el EECRF) como conciliables, lo que significa que las diferencias entre las cantidades facturadas conforme a esos aranceles y los costos incurridos conexos se difieren como activos o pasivos reglamentarios. En consecuencia, a intervalos prescritos, los aranceles futuros se ajustan para reembolsar los pasivos reglamentarios o cobrar los activos reglamentarios.



STRENGTH

**Programa de ingresos alternativos**

Carolina Yépez

La PUCT ha implementado un programa de incentivos que permite a Oncor ganar bonos de productividad al superar los objetivos del programa de eficiencia energética exigido por la PURA. Este programa de incentivos y los ingresos por bonos de productividad relacionados se consideran un “programa de ingresos alternativos” según los PCGA. Los bonos de productividad anuales se reconocen como ingresos cuando son aprobadas por la PUCT, normalmente en el tercer o cuarto trimestre de cada año. En 2019 y 2018, la PUCT aprobó un bono de \$9 millones de dólares y \$7 millones de dólares que Oncor reconoció como ingresos en 2019 y 2018, respectivamente.

**División de ingresos**

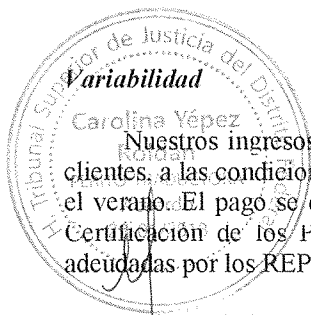
En la siguiente tabla se muestran los ingresos por concepto de suministro eléctrico divididos por arancel:

	Año terminado al 31 de diciembre de	
	2019	2018
<b>Ingresos de operaciones</b>		
<b>Ingresos que contribuyen a las ganancias:</b>		
Ingresos de la base de distribución	\$ 2,143	\$ 2,139
Ingresos de la base de transmisión (ingresos TCOS)		
Facturado a terceros clientes mayoristas	681	548
Facturado a los REP que prestan servicios a los clientes de distribución de Oncor, a través de TCRF	391	310
Ingresos totales de la base de transmisión	1,072	858
Otros ingresos varios	77	71
Total de ingresos que contribuyen a las utilidades	3,292	3,068
<b>Ingresos recaudados por gastos de traslado:</b>		
TCRF - servicio de transmisión al por mayor de terceros	1,005	962
EECRF y otros cargos reglamentarios	50	71
Ingresos recaudados por gastos de traslado	1,055	1,033
Total Ingresos de operaciones	\$ 4,347	\$ 4,101

**Clientes**

Los clientes de distribución de Oncor lo integran aproximadamente 90 REP y ciertas cooperativas eléctricas en su área de servicio certificada. Los consumidores de la electricidad que Oncor entrega son libres de elegir su proveedor de electricidad entre los REP que compiten por su negocio. Los ingresos de la base de transmisión de Oncor se recaudan de las entidades de servicio de carga que se benefician del sistema de transmisión de Oncor. Los clientes de transmisión de Oncor se integran por municipios, cooperativas eléctricas y otras empresas de distribución. Las subsidiarias de REP de las dos contrapartes más grandes de Oncor representaron el 23% y el 18% del total de los ingresos de operaciones de Oncor para el año terminado en 2019, el 23% y el 19% para el año terminado en 2018 y el 22% y el 18% para el año terminado en 2017. Ningún otro cliente representó más del 10% de nuestros ingresos de operaciones totales o los de Oncor.

SM TEXT 10



Nuestros ingresos y flujos de efectivo están sujetos a la estacionalidad, al momento de la facturación de los clientes, a las condiciones meteorológicas y otros factores de uso de la electricidad, siendo los ingresos más altos en el verano. El pago se debe realizar 35 días después de la facturación. Según una norma de la PUCT relativa a la Certificación de los Proveedores de Electricidad al Menudeo, las cancelaciones de las cantidades incobrables adeudadas por los REP son recuperables como un activo reglamentario.

#### ***Gastos de traslado***

Los gastos que se permite trasladar a los clientes (principalmente, los costos del servicio de transmisión al mayoreo de terceros y los costos del programa de eficiencia energética) se reconocen generalmente como ingresos en el momento en que se incurren en los costos. Los impuestos de franquicia los determinan los organismos gubernamentales locales, con base en los kWh enterados y no son una partida de “traslado”. Las tasas que Oncor cobra a los clientes tienen por objeto recuperar los impuestos de franquicia, pero Oncor no actúa como representante para cobrar los impuestos de los clientes; por lo tanto, los impuestos de franquicia se enteran como un componente principal de los “impuestos distintos de las cantidades relacionadas con los impuestos sobre la renta” en lugar de una reducción a los “ingresos” en la cuenta de resultados.

### **5. IMPUESTOS SOBRE LA RENTA**

#### ***Ley de Empleos y Reducción de Impuestos (TCJA)***

El 22 de diciembre de 2017, la TCJA se convirtió en ley. Prácticamente todas las disposiciones de la TCJA entraron en vigor para los años fiscales que comienzan el 1 de enero de 2018. La TCJA incluía cambios significativos en el Código, entre ellos reformas que modificaban de manera significativa la tributación de los establecimientos mercantiles e incluía disposiciones específicas relacionadas con los servicios públicos reglamentados como Oncor. El cambio más significativo de la TCJA que afecta a Oncor es la reducción de la tasa del impuesto federal sobre la renta de las empresas del 35% al 21%. Las disposiciones específicas relacionadas con los servicios públicos reglamentados en la TCJA aplicable a Oncor incluyen la continuidad de la deducibilidad de los gastos por intereses, la eliminación de la depreciación de bonos en determinados bienes adquiridos después del 27 de septiembre de 2017 y determinados requisitos de normalización de tasas para los beneficios de depreciación acelerada.

Los cambios en el Código de la TCJA tuvieron un impacto importante en nuestros estados financieros en 2017. Conforme a los PCGA, específicamente el Tema 740, Impuestos sobre la Renta, los efectos fiscales de los cambios en las leyes en materia de impuestos deben reconocerse cuando la ley sea promulgada, o el 22 de diciembre de 2017 para la TCJA. El Tema 740 también requiere que los activos y pasivos por impuestos diferidos se midan a la tasa de impuesto promulgada que se espera que se aplique cuando se realicen o liquiden las diferencias temporales. Con base en lo anterior, nuestros impuestos sobre la renta diferidos se volvieron a medir en la fecha de promulgación usando la nueva tasa de impuestos.

Oncor ha completado la medición y contabilización de los efectos de la TCJA. La nueva medición de los impuestos sobre la renta diferidos de Oncor relacionados con sus operaciones no reglamentadas dio lugar a un cargo de \$21 millones de dólares a la disposición ajenas a la operación para gasto por impuesto para el año terminado al 31 de diciembre de 2017. La nueva medición de los impuestos sobre la renta diferidos de Oncor relacionados con las operaciones reglamentadas dio lugar a una disminución de \$1.6 mil millones de dólares en el pasivo por impuesto sobre la renta diferidos al 22 de diciembre de 2017 y a un aumento correspondiente en los pasivos reglamentarios.

SM  
TEXT  
MS



### Componentes de los impuestos sobre la renta diferidos

En la siguiente tabla se muestran los componentes de nuestros impuestos sobre la renta diferidos no atribuibles a la participación no controladora.

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Impuesto diferido activo:		
Ingresos de la sección 704c	\$ 199	\$ 186
Total	199	186
Partidas temporales pasivas:		
Asociación fuera de la base de la diferencia	85	85
Diferencia de base en la asociación	1,337	1,261
Total	1,422	1,346
Impuesto diferido acreedor – neto	\$ 1,223	\$ 1,160

Los componentes de nuestro gasto por impuesto sobre la renta (beneficio) son los siguientes:

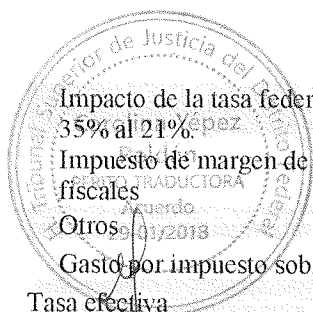
	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Informado en gastos de operación:			
Circulante:			
Federal de los EE. UU.	\$ 69	\$ 112	\$ (55)
Estatad	22	21	20
Federal de los EE. UU. diferido	49	21	303
Amortización de los créditos fiscales a la inversión	(2)	(2)	(2)
Total informado en gastos de operación:	138	152	266
Informado en otros ingresos y deducciones:			
Circulante federal de los EE. UU.	(16)	(18)	17
Diferido federal de los EE. UU.	9	8	57
Total informado en otros ingresos y deducciones	(7)	(10)	74
Provisión total para el impuesto sobre la renta	\$ 131	\$ 142	\$ 340

Conciliación de los impuestos sobre la renta calculados a la tasa de ley federal de los EE.UU. con los impuestos sobre la renta:

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ingresos antes de impuestos sobre la renta	\$ 774	\$ 662	\$ 686
Impuestos sobre la renta a la tasa legal federal de los EE.UU. de 21% para 2019 y 2018 y 35% para 2017	\$ 163	\$ 139	\$ 240
Amortización de los créditos fiscales a la inversión - neto del efecto de los impuestos diferidos	(2)	(2)	(2)
Amortización del exceso de impuestos diferidos	(52)	(18)	(1)



ST  
EXTD  
MS



Impacto de la tasa federal por ley que cambia del 35% al 21%	-	-	81
Impuesto de margen de Texas, neto de beneficios fiscales	17	17	13
Otros	5	6	9
Gasto por impuesto sobre la renta	<u>\$ 131</u>	<u>\$ 142</u>	<u>\$ 340</u>
Tasa efectiva	16.9%	21.5%	49.6%

Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, se registraron las cantidades netas de \$1.2 mil millones de dólares como impuestos sobre la renta diferidos acumulados en el balance general. Estas cantidades incluyen \$1.3 mil millones de dólares relacionados con nuestra inversión en Oncor. Además, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, tenemos activos netos por impuestos diferidos de \$114 millones y \$101 millones, respectivamente, relacionados con nuestras diferencias de base externa en Oncor y cero en ambos años relacionados con nuestras otras diferencias temporales.

### *Contabilidad de la incertidumbre en los impuestos sobre la renta*

No teníamos posiciones tributarias inciertas en 2019 y 2018. En el primer trimestre de 2017, EFH Corp. liquidó todas las reclamaciones de impuestos pendientes con el IRS. Como resultado, redujimos el pasivo por posiciones tributarias inciertas en \$3 millones de dólares. Esta reducción se informa como una disminución en los impuestos sobre la renta en 2017.

Los pasivos no circulantes no incluían intereses devengados relacionado con posiciones fiscales inciertas al 31 de diciembre de 2019 y 2018. No se registraron montos relacionados con intereses y sanciones en los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017. El gasto por impuesto sobre la renta sobre los intereses devengados por posición tributarias inciertas, si lo hubiera, se registra como impuestos sobre la renta diferidos acumulados.

## **6. PRÉSTAMOS A CORTO PLAZO**

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los préstamos a corto plazo pendientes de pago conforme al Programa y Crédito de CP de Oncor consistía en lo siguiente:

	Al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Capacidad total de crédito	\$ 2,000	\$ 2,000
Papel comercial en circulación (a)	(46)	(813)
Crédito en circulación (b)	-	-
Cartas de crédito en circulación (c)	(10)	(9)
Crédito disponible no utilizado	<u>\$ 1,944</u>	<u>\$ 1,178</u>

a) La tasa de interés promedio ponderada del papel comercial fue del 1.84% y del 2.74% al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, respectivamente.

b) Al 31 de diciembre de 2019, la tasa de interés aplicable a cualquier préstamo pendiente habría sido la LIBOR más 1.00%.

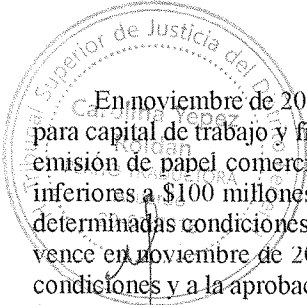
c) Las tasas de interés de las cartas de crédito pendientes al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 eran del 1.2%, según las calificaciones crediticias de Oncor.

### ***Programa CP***

En marzo de 2018, Oncor estableció el Programa CP, en virtud del cual puede emitir papel comercial quirografario (Pagarés CP) en un esquema de colocación privada hasta en un monto máximo total nominal o suerte principal pendiente en cualquier momento por \$2.0 mil millones de dólares. El producto de los Pagarés CP emitidos conforme al Programa CP se utiliza para el capital de trabajo y para fines de la sociedad generales. El Programa CP obtiene el respaldo de liquidez del Crédito de Oncor que se analiza a continuación. Oncor puede utilizar el Programa CP o el Crédito a su elección, para satisfacer las necesidades de financiamiento.

### ***Crédito.***

STREET  
CLARK



En noviembre de 2017, Oncor contrató un Crédito quirografario por \$2.0 mil millones de dólares que se utilizará para capital de trabajo y fines empresariales generales, emisiones de cartas de crédito y como respaldo para cualquier emisión de papel comercial. Oncor puede solicitar aumentos a su capacidad de endeudamiento en incrementos no inferiores a \$100 millones de dólares, que no superen los \$400 millones de dólares en total, siempre que se cumplan determinadas condiciones, incluidas las aprobaciones de los acreditantes. El Crédito tiene un plazo de cinco años que vence en noviembre de 2022 y ofrece a Oncor la opción de solicitar hasta dos prórrogas de un año, sujetas a ciertas condiciones y a la aprobación de los acreditantes. El Crédito sustituyó al Crédito revolvente quirografario anterior de \$2.0 mil millones de dólares de Oncor (Crédito anterior) que se terminó en el momento en que surtió efectos el Crédito de Oncor. Los préstamos en virtud del crédito anterior de Oncor se garantizaron con el gravamen de la Fideicomiso de Garantía que se analiza en la Nota 7 que más adelante se menciona.

Los Préstamos conforme al Crédito devengan intereses a tasas anuales equivalentes a, a opción de Oncor, (i) la tasa LIBOR ajustada más un diferencial que oscila entre el 0.875% y el 1.50%, dependiendo de las calificaciones crediticias que se asignen a la deuda a largo plazo ampliada sin crédito garantizado preferencial de Oncor o (ii) una tasa base alternativa (la más alta de: (1) la tasa preferencial de JPMorgan Chase, (2) la tasa efectiva de los fondos federales más 0.50%, y (3) la tasa LIBOR ajustada más 1.00%) más un diferencial que oscila entre el 0.00% a 0.50%, dependiendo de las calificaciones crediticias que se asignen a la deuda a largo plazo ampliada sin crédito garantizado preferencial de Oncor. Las cantidades prestadas conforme al Crédito, una vez pagadas, pueden volver a prestarse en cualquier momento.

Una comisión de compromiso no utilizada es pagadera trimestralmente con retraso y a la terminación o reducción del compromiso a una tasa equivalente al 0.075% al 0.225% (dicho diferencial depende de ciertas calificaciones crediticias asignadas a la deuda a largo plazo ampliada sin crédito garantizado preferencial Oncor) de los compromisos diarios no utilizados conforme al Crédito. Los honorarios de las cartas de crédito sobre el monto establecido de las cartas de crédito emitidas en virtud del Crédito son pagaderos a los acreditantes trimestralmente en mora y a su terminación a una tasa anual igual al diferencial sobre la LIBOR ajustado. De igual forma, se pagan las comisiones pagadas por el acreditado al banco emisor del crédito y los honorarios administrativos a los bancos que tramitan las cartas de crédito. Al 31 de diciembre de 2019, las cartas de crédito devengaban un interés del 1.20%, y se pagaba una comisión de compromiso (a una tasa del 0.125% anual) sobre los compromisos no financiados en virtud del Crédito, cada uno de ellos con base en las calificaciones crediticias actuales de Oncor.

En virtud de las condiciones del Crédito, los compromisos de los acreditantes de hacer préstamos a Oncor son solidarios y no mancomunados. En consecuencia, si algún acreditante no concede préstamos a Oncor, la liquidez disponible de Oncor podría reducirse en una cantidad equivalente al monto total de los compromisos de dicho acreditante en virtud del crédito.

#### ***Préstamo puente a corto plazo de fecha mayo de 2019***

El 9 de mayo de 2019, Oncor celebró un contrato de crédito de préstamo a corto plazo (Préstamo puente) por un importe total de hasta por \$600 millones de dólares en relación con la Adquisición de InfraREIT. El Préstamo Puente tenía un plazo de seis meses. Los Préstamos conforme al Préstamo Puente únicamente podían utilizarse para financiar el pago del endeudamiento de InfraREIT o de sus filiales y para pagar los gastos y honorarios relacionados con la Adquisición de InfraREIT. Se pagó una comisión a los acreditantes del Préstamo Puente por un monto equivalente al 0.075% anual sobre el promedio diario sin retirar de los compromisos para el otorgamiento del crédito.

El Préstamo Puente contenía las obligaciones habituales para créditos de este tipo, lo cual restringe, con sujeción a ciertas excepciones, a Oncor y sus subsidiarias, entre otras cosas, la posibilidad de incurrir en gravámenes adicionales, realizar fusiones y consolidaciones y vender activos sustanciales. El Préstamo Puente también contenía una obligación preferente en cuanto al nivel de endeudamiento que limitaba efectivamente nuestra capacidad de endeudamiento en el futuro.

STREET  
TEXT

El 15 de mayo de 2019, Oncor solicitó un préstamo por \$600 millones de dólares en virtud del Préstamo Puente para pagar, al cierre de la Adquisición de InfraREIT, todas las cantidades pendientes de pago en virtud del préstamo a plazo de SDTS, todas las cantidades pendientes de pago en virtud de las facilidades de crédito revolving de SDTS e InfraREIT Partners, y las cantidades adeudadas para liquidar ciertos pagarés pendientes de las subsidiarias de InfraREIT. El préstamo del Préstamo Puente tuvo un interés anual igual a la LIBOR más el 0.65%. El Préstamo Puente se pagó en su totalidad en mayo de 2019 con el producto de la emisión de pagarés garantizados preferentes de Oncor del 23 de mayo de 2019 (que se analiza en la Nota 7 más adelante) y, como resultado de ello, el contrato ya no está en vigor.

#### ***Pagos de deuda a corto plazo de InfraREIT en relación con la adquisición de InfraREIT***

En relación con el cierre de la Adquisición de InfraREIT, el 16 de mayo de 2019, el Crédito de InfraREIT y de sus subsidiarias se dio por terminado y los préstamos por un total de \$114 millones de dólares de la suerte principal se pagaron en su totalidad por Oncor. Para más información sobre la extinción de la deuda de InfraREIT en relación con la Adquisición de InfraREIT, véanse las Notas 2 y 7.

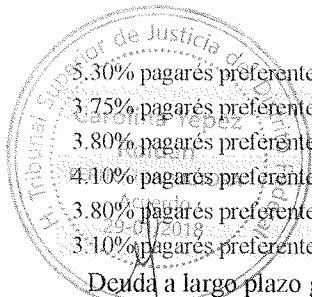
## **7. DEUDA A LARGO PLAZO**

Los pagarés preferentes están garantizados por un gravamen preferente sobre determinados activos de transmisión y distribución en igualdad de condiciones y con la misma calificación que todas las demás deudas garantizadas de Oncor. Véase la “Fideicomiso de Garantía” más adelante para obtener información adicional. De acuerdo con nuestros documentos constitutivos, Oncor Holdings (empresa matriz) tiene prohibido contraer directamente deudas por dinero prestado. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las deudas a largo plazo consistían en lo siguiente:

	ai 31 de diciembre de	
	2019	2018
Tasa fija garantizada:		
2.15% pagarés preferentes con vencimiento al 1 de junio de 2019	\$ -	\$ 250
5.75% pagarés preferentes con vencimiento al 30 de septiembre de 2020	126	126
8.50% pagarés preferentes, Series C, con vencimiento al 30 de diciembre de 2020	14	-
4.10% pagarés preferentes con vencimiento al 1 de junio de 2022	400	400
7.00% obligaciones sin garantía específica con vencimiento al 1 de septiembre de 2022	482	482
2.75% pagarés preferentes con vencimiento al 1 de junio de 2024	500	-
2.95% pagarés preferentes con vencimiento al 1 de abril de 2025	350	350
3.86% pagarés preferentes, Series A, con vencimiento al 3 de diciembre de 2025	174	-
3.86% pagarés preferentes, Series B, con vencimiento al 14 de enero de 2026	38	-
3.70% pagarés preferentes con vencimiento al 15 de noviembre de 2028	650	350
5.75% pagarés preferentes con vencimiento al 15 de marzo de 2029	318	318
7.25% pagarés preferentes, Series B, con vencimiento al 30 de diciembre de 2029	36	-
6.47% pagarés preferentes, Series A, con vencimiento al 30 de septiembre de 2030	83	-
7.00% pagarés preferentes con vencimiento al 1 de mayo de 2032	500	500
7.25% pagarés preferentes con vencimiento al 15 de enero de 2033	350	350
7.50% pagarés preferentes con vencimiento al 1 de septiembre de 2038	300	300
5.25% pagarés preferentes con vencimiento al 30 de septiembre de 2040	475	475
4.55% pagarés preferentes con vencimiento al 1 de diciembre de 2041	400	400







\$ 3.30% pagarés preferentes con vencimiento al 1 de diciembre de 2042	500	500
3.75% pagarés preferentes con vencimiento al 1 de abril de 2045	550	550
3.80% pagarés preferentes con vencimiento al 30 de septiembre de 2047	325	325
4.10% pagarés preferentes con vencimiento al 15 de noviembre de 2048	450	450
3.80% pagarés preferentes, con vencimiento al 1 de junio de 2049	500	-
3.10% pagarés preferentes, con vencimiento al 15 de septiembre de 2049	700	-
<b>Deuda a largo plazo garantizada</b>	<b>8,221</b>	<b>6,126</b>
<b>Tasa variable quirografaria:</b>		
Contratos de préstamo a plazo con vencimiento al 9 de diciembre de 2019	-	350
Contratos de préstamo a plazo con vencimiento al 6 de octubre de 2020	460	-
<b>Total deuda a largo plazo</b>	<b>8,681</b>	<b>6,476</b>
Descuentos por amortizar y costos de emisión de deuda	(56)	(41)
Menos montos con vencimiento actual	(608)	(600)
<b>Deuda a largo plazo, menos montos con vencimiento actual</b>	<b>\$ 8,017</b>	<b>\$ 5,835</b>

### *Actividad relacionada con la deuda a largo plazo en 2019*

#### *Pago de deuda*

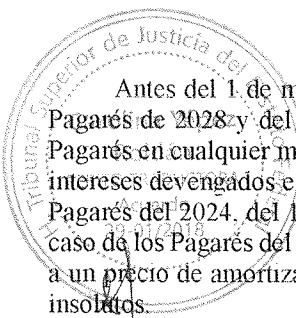
Los pagos de la deuda a largo plazo en 2019 consistieron en \$488 millones de dólares de la suerte principal total de la deuda a largo plazo de las subsidiarias de InfraREIT que Oncor pagó el 16 de mayo de 2019 en relación con la Adquisición de InfraREIT e inmediatamente después de la misma mediante el pago de \$288 millones de dólares de suerte principal de los pagarés preferentes de las subsidiarias de InfraREIT (más \$5 millones de dólares en intereses devengados y \$19 millones de dólares en comisiones por indemnización relacionadas con dichos pagarés) y pago de un préstamo a plazo de la subsidiaria InfraREIT por un monto de \$200 millones de dólares, \$250 millones de dólares de total de los pagarés garantizados del 2.15% de Oncor con vencimiento el 1 de junio de 2019, \$350 millones de dólares de la suerte principal del contrato de crédito a plazo que vence el 9 de diciembre de 2019 (que se pagó en su totalidad y se extinguió en noviembre de 2019) y \$6 millones de dólares de la suerte principal de la deuda trimestral de amortización de los pagarés garantizados preferentes emitidos en virtud de los Contratos de Compra de Pagarés.

#### *Emisiones de deuda*

#### *Pagarés Garantizados Preferentes*

En mayo de 2019, Oncor emitió \$500 millones de dólares la suerte principal de pagarés garantizados preferentes de 2.75% con vencimiento en 2024 (Pagarés 2024), \$300 millones de dólares de la suerte principal de pagarés garantizados preferentes de 3.70% con vencimiento en 2028 (Pagarés 2028) y \$500 millones de dólares de suerte principal de pagarés garantizados preferentes al 3.80% con vencimiento en 2049 (Pagarés 2049 de 3.80%). Los Pagarés de 2028 constituyen una emisión adicional de los Pagarés Garantizados Preferentes al 3.70% de Oncor con vencimiento en 2028, de los cuales \$350 millones de dólares fueron emitidos previamente por Oncor el 10 de agosto de 2018 y están actualmente en circulación (Pagarés de 2028 en circulación). Los Pagarés de 2028 se emitieron como parte de la misma serie que los Pagarés de 2028 en circulación. Además, se espera que los Pagarés de 2028 intercambiados o vendidos en relación con las operaciones previstas en un contrato de derechos de registro sean intercambiables con los Pagarés de 2028 en circulación. Oncor utilizó el producto (neto del descuento de los compradores iniciales, las comisiones, los gastos y los intereses acumulados) de \$1,297 millones de dólares de la venta de los pagarés para fines de la sociedad en general, incluido el pago de todos los montos pendientes conforme al Préstamo Puente para pagar su suerte principal de \$250 millones de dólares de los Pagarés Garantizados Preferentes de 2.15% con vencimiento el 1 de junio de 2019 y para pagar los Pagarés CP, cuando venzan, conforme al Programa CP de Oncor. Para más información sobre el Préstamo Puente, véase la Nota 6.

SM TEXTS



Antes del 1 de mayo de 2024, en el caso de los Pagarés de 2024 del 15 de agosto de 2028, en el caso de los Pagarés de 2028 y del 1 de diciembre de 2048, en el caso de los Pagarés del 2049, Oncor podrá amortizar dichos Pagarés en cualquier momento, en su totalidad o en parte, a un precio igual al 100% de su importe principal, más los intereses devengados e insolutos y una prima de “indemnización”. A partir del 1 de mayo de 2024, en el caso de los Pagarés del 2024, del 15 de agosto de 2028, en el caso de los Pagarés del 2028, y del 1 de diciembre de 2048, en el caso de los Pagarés del 2049, Oncor podrá amortizar dichos Pagarés en cualquier momento, en su totalidad o en parte, a un precio de amortización igual al 100% de la suerte principal de dichos Pagarés, más los intereses devengados e insolutos.

El 12 de septiembre de 2019, Oncor emitió \$700 millones de dólares de monto total de Pagarés Garantizados Preferentes al 3.10% con vencimiento el 15 de septiembre de 2049 (Pagarés del 3.10% de 2049 y, junto con los Pagarés de 2024, los Pagarés de 2028 y del Pagaré del 3.80% de 2049, los Nuevos Pagarés Emitidos). Oncor utilizó el producto (neto del descuento, comisiones y gastos de los compradores iniciales) de \$689 millones de dólares de la venta de los Pagarés del 3.10% de 2049 para fines de la sociedad en general, incluido el pago de los Pagarés CP, cuando venzan, conforme el Programa CP de Oncor.

Antes del 15 de marzo de 2049, Oncor puede amortizar los Pagarés del 3.10% de 2049 en cualquier momento, en su totalidad o en parte, a un precio igual al 100% de su importe principal, más los intereses devengados e insolutos y una prima de “indemnización”. A partir del 15 de marzo de 2049, Oncor podrá amortizar los Pagarés del 3.10% de 2049 en cualquier momento, en su totalidad o en parte, a un precio de amortización igual al 100% del importe principal de los Pagarés del 3.10% de 2049, más los intereses devengados e insolutos.

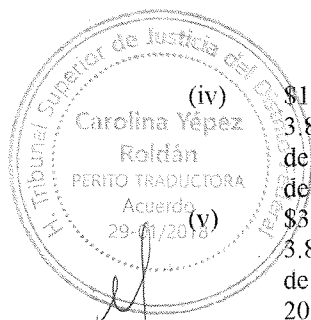
Los Nuevos Pagarés Emitidos también contienen las causas de incumplimiento habituales, incluido la falta de pago de la suerte principal o de los intereses a su vencimiento. Los nuevos pagarés se emitieron en colocaciones privadas separadas. En noviembre de 2019, Oncor completó una oferta con los tenedores de los Nuevos Pagarés Emitidos para intercambiar sus respectivos Nuevos Pagarés Emitidos por pagarés que tienen términos idénticos en todos los aspectos importantes a los de los Nuevos Pagarés Emitidos (Pagarés de Intercambio), a excepción de que los Pagarés de Intercambio no contienen términos con respecto a las restricciones de transferencia, los derechos de registro y el pago de intereses adicionales por el incumplimiento de ciertas obligaciones en un determinado acuerdo de derechos de registro. Los Pagarés de Intercambio se registraron en un Formulario S-4, que se declaró que surtiría efectos en octubre de 2019.

#### *Intercambio de deuda*

En relación con el cierre de la Adquisición de InfraREIT, el 16 de mayo de 2019, Oncor intercambió \$351 millones de dólares de la suerte principal de los pagarés preferentes pendientes de la subsidiaria InfraREIT por una suerte principal similar de los pagarés preferentes garantizados recientemente emitidos por Oncor. Oncor no recibió ningún producto de la emisión de los nuevos pagarés, y los intercambios se contabilizaron como modificaciones de la deuda. A continuación, se muestran los detalles de los intercambios:

- (i) \$87 millones de dólares por concepto de la suerte principal total de los nuevos Pagarés Preferentes Oncor de 6.47%, Serie A, con vencimiento el 30 de septiembre de 2030 (Pagarés 2030), emitidos a cambio de una suerte principal similar de los Pagarés Preferentes SDTS de 6.47% con vencimiento el 30 de septiembre de 2030.
- (ii) \$38 millones de dólares por concepto de suerte principal total de los nuevos Pagarés Preferentes Oncor de 7.25%, Serie B, con vencimiento el 30 de diciembre de 2029 (Pagarés al 2029), emitidos a cambio de una suerte principal similar de los Pagarés de 7.25% de SDTS con vencimiento el 30 de diciembre de 2029.
- (iii) \$14 millones de dólares por concepto de suerte principal total de los nuevos Pagarés Oncor de 8.50%, Serie C, con vencimiento el 30 de diciembre de 2020 (Pagarés 2020), emitidos a cambio de una suerte principal similar de los Pagarés Preferentes de 8.50% de Transmission and Distributions Company, L.L.C., con vencimiento el 30 de diciembre de 2020.





(iv) \$174 millones de dólares por concepto de suerte principal total de los nuevos Pagarés Oncor de 3.86%, serie A, con vencimiento el 3 de diciembre de 2025 (Pagarés de 2025), emitidos a cambio de una suerte principal similar de los Pagarés SDTS al 3.86% con vencimiento el 3 de diciembre de 2025, y

(v) \$38 millones de dólares por concepto de suerte principal total de los nuevos Pagarés Oncor al 3.86%, Serie B, con vencimiento el 14 de enero de 2026 (Pagarés de 2026), emitidos a cambio de una suerte principal similar de los Pagarés SDTS al 3.86% con vencimiento el 14 de enero de 2026.

Los Pagarés de 2030, 2029, 2020, 2025 y 2026 se emitieron cada uno de ellos de conformidad con un Contrato de Compra de Pagarés. El cierre del Contrato de Compra de Pagarés y la emisión de los Pagarés 2030, 2029, 2020, 2025 y 2026 (en conjunto, Pagarés NPA) se produjo el 16 de mayo de 2019, inmediatamente después de la consumación de la Adquisición de InfraREIT.

Los Contratos de Compra Pagarés contienen las restricciones contractuales habituales y causas de incumplimiento. Los Pagarés NPA están garantizados de igual manera y con la misma calificación que el resto de la deuda garantizada de Oncor, de conformidad con la Fideicomiso de Garantía. Para más información sobre la Fideicomiso de Garantía, véase “Fideicomiso de Garantía” más adelante. Oncor no recibió ningún producto de la emisión de los pagarés NPA.

#### *Contratos de préstamo a plazo*

El 6 de septiembre de 2019, Oncor celebró un contrato de crédito a plazo quirografario (Contrato de Préstamo a plazo de 2019) por una suerte principal total de hasta de \$460 millones de dólares. El Contrato de Préstamo a Plazo de 2019 tiene un plazo de 13 meses, con vencimiento el 6 de octubre de 2020.

El 25 de septiembre de 2019, Oncor solicitó un préstamo por la suerte principal total disponible en virtud del Contrato de Préstamo a Plazo de 2019 de \$460 millones de dólares. El Contrato de Préstamo a Plazo de 2019 devenga intereses a tasas anuales iguales, a opción de Oncor, a: (i) la LIBOR más 0.50%, o (ii) una tasa base alternativa (la más alta de (1) la tasa preferente de la Asociación Nacional del Banco Wells Fargo, el representante administrativo según el contrato, (2) la tasa efectiva de los fondos federales más 0.50%, y (3) la LIBOR diaria de un mes más 1%). Oncor utilizó el producto (netos de honorarios y gastos) para fines societarios en general, incluido el pago de los pagarés CP, cuando se venzan, conforme al programa CP de Oncor.

El Contrato de Préstamo a Plazo de 2019 contiene las obligaciones usuales para este tipo de créditos, que restringen, con sujeción a ciertas excepciones, a Oncor y sus subsidiarias de incurrir, entre otras cosas, en gravámenes adicionales, realizar fusiones y consolidaciones y vender activos sustanciales. El Contrato de Préstamo a Plazo de 2019 contiene una obligación de nivel de endeudamiento preferente que limita efectivamente la capacidad de Oncor para contraer deudas en el futuro. Al 31 de diciembre de 2019, Oncor cumplía con esta obligación y con todas las demás del Contrato de Préstamo a Plazo. Véase “Disposiciones sobre Calificación Crediticia, obligaciones y Disposiciones sobre Incumplimiento Cruzado” más adelante para obtener información adicional sobre esta obligación y el cálculo de este nivel.

En noviembre de 2019, la Oncor pagó \$350 millones de dólares, que representaban la totalidad de la suerte principal adeudado, en virtud del Contrato de Préstamo a Plazo suscrito en 2018 y cuyo vencimiento estaba previsto para diciembre de 2019. Ese Contrato de Préstamo a Plazo contenía obligaciones similares al Contrato de Préstamo a Plazo de 2019. Una vez efectuado el pago, el contrato de préstamo a plazo de 2018 dejó de estar en vigor.

#### *Fideicomiso de Garantía*

El endeudamiento garantizado de Oncor está garantizado por igual y con la misma calificación por un gravamen preferente sobre los bienes que Oncor adquirió o construyó para la transmisión y distribución de electricidad. Los bienes están hipotecados en la Fideicomiso de Garantía. La Fideicomiso de Garantía permite que Oncor asegure el endeudamiento con el gravamen de la Fideicomiso de Garantía hasta el total de (i) el monto de los créditos de pagarés disponibles, y (ii) lo que resulte menor del 85% del valor razonable o el costo de ciertos bienes que podrían certificarse al representante de garantía de la Fideicomiso de Garantía. Al 31 de diciembre de 2019, el monto de los créditos de



GET TEXT

pagarés disponibles era de \$2,771 millones de dólares y el monto de la deuda futura que Oncor podía asegurar con otros bienes, siempre que dichos bienes estuvieran certificadas al representante de garantía de la Fideicomiso de Garantía fue de \$2,410 millones de dólares.

Los préstamos del Programa CP, el Crédito y los contratos de préstamo a plazo no están garantizados.

### *Vencimientos*

Los vencimientos de la deuda a largo plazo al 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

Año	Monto
2020	\$ 608
2021	9
2022	891
2023	10
2024	510
A partir de	6,653
Descuentos por amortizar y costos de emisión de deuda	(56)
Total	\$ 8,625

### *Valor justo de la deuda a largo plazo*

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el valor razonable estimado de la deuda a largo plazo (incluidos los vencimientos actuales) ascendía a \$10.003 mil millones de dólares y \$7.086 mil millones de dólares, respectivamente, y el monto en libros ascendía a \$8.625 mil millones de dólares y \$6.435 mil millones de dólares, respectivamente. El valor razonable se estima utilizando datos de mercado observables, que representan valuaciones de Nivel 2 conforme a las normas contables relacionadas con la determinación del valor razonable.

## **8. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS**

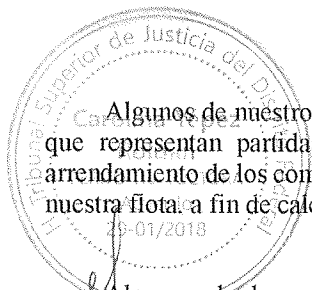
### *Arrendamientos*

#### *General*

Existe un arrendamiento cuando un contrato transmite el derecho a controlar el uso de un bien identificado durante un período a cambio de una contraprestación. Como arrendatario, nuestros activos arrendados consisten principalmente en la flota de vehículos de Oncor y en bienes inmuebles arrendados para las oficinas de la compañía y los centros de servicios. Los arrendamientos de Oncor se contabilizan como arrendamientos por operaciones tanto para los PCGA como para los fines de fijación de tarifas. Por lo general, reconocemos los arrendamientos por operaciones en línea recta durante el plazo de arrendamiento en los arrendamientos por operaciones. No somos arrendadores de ningún contrato de arrendamiento importante.

A partir de la fecha de inicio del arrendamiento, reconocemos una obligación de arrendamiento por nuestra obligación de efectuar pagos de arrendamiento, que inicialmente medimos al valor actual utilizando nuestra tasa pasiva incremental a la fecha de inicio del arrendamiento, a menos que la tasa implícita en el arrendamiento sea fácilmente determinable. Determinamos nuestra tasa pasiva incremental con base en el tipo de interés que tendríamos que pagar para solicitar un préstamo una cantidad igual a los pagos de arrendamiento con garantía prendaria durante un plazo similar en un entorno económico similar. También registramos un activo ROU por nuestro derecho a utilizar el activo subyacente, que es inicialmente igual al pasivo de arrendamiento y ajustado por cualquier pago de arrendamiento realizado al comienzo del arrendamiento o antes del mismo, los incentivos de arrendamiento y cualquier costo directo inicial.

SM TEXTOS



Algunos de nuestros contratos de arrendamiento contienen componentes no relacionados con el arrendamiento, que representan partidas o actividades que transfieren un bien o servicio. Separamos los componentes de arrendamiento de los componentes no arrendados, si los hubiera, para los arrendamientos de vehículos e inmuebles de nuestra flota, a fin de calcular el pasivo de arrendamiento y el activo ROU relacionados.

Algunos de los contratos de arrendamiento de Oncor incluyen opciones para prorrogar los plazos de arrendamiento hasta 20 años, mientras que otros incluyen opciones de terminación anticipada. Nuestros pasivos de arrendamiento y activos de ROU se basan en términos de arrendamiento que pueden incluir tales opciones para prorrogar o dar por terminado el arrendamiento cuando es razonablemente seguro que ejerceremos esa opción.

#### *Arrendamientos a corto plazo*

Algunos de los contratos de Oncor son arrendamientos a corto plazo que tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menor al comienzo del mismo. Conforme a lo permitido por los PCGA, no reconocemos un pasivo por arrendamiento o un activo ROU derivado de arrendamientos a corto plazo para todas las clases de activos subyacentes existentes. Reconocemos los costos de los arrendamientos a corto plazo en forma lineal durante el plazo de arrendamiento.

#### *Obligaciones de arrendamiento, costos de arrendamiento y otros datos complementarios*

En las siguientes tablas se resume la información sobre el arrendamiento en el balance general consolidado al 31 de diciembre de 2019

	<b>al 31 de diciembre de 2019</b>
Arrendamientos por operaciones:	
Activo ROU:	
ROU de Arrendamientos por operaciones y otros activos	\$ 92
Pasivos de arrendamiento: Pasivos de arrendamiento	
Arrendamientos por operaciones y otros pasivos circulantes	\$ 26
Prestaciones a los empleados, arrendamientos por operaciones y otras obligaciones	66
Total del pasivo de arrendamientos por operaciones	\$ 92
Promedio ponderado del plazo restante de arrendamiento (en años):	4
Tasa de descuento promedio ponderada	3.3%

Los componentes de los gastos de arrendamiento y el efectivo pagado por las cantidades incluidas en la medición de los pasivos por concepto de arrendamiento en 2019 fueron los siguientes:

	<b>Año terminado al 31 de diciembre de 2019</b>
Costos de arrendamientos por operaciones:	
Costos de arrendamientos por operaciones (incluidos los montos asignados a bienes, planta y equipo)	\$ 40
Costos de arrendamiento a corto plazo	34
Total de costos de arrendamientos por operaciones	\$ 74

STEX10

**Pagos por arrendamientos por operaciones:**

Efectivo pagado por las cantidades incluidas en la medición de pasivos de arrendamiento

\$ 32

En la tabla que se muestra a continuación presenta el análisis de los vencimientos de los pasivos por concepto de arrendamiento y la conciliación con el valor actual de los pasivos por concepto de arrendamiento:

Año	Monto
2020	\$ 28
2021	25
2022	19
2023	13
2024	8
A partir de	3
Total de pagos de arrendamiento sin descontar	96
Menos interés imputado	(4)
Total obligaciones de arrendamientos por operaciones	\$ 92

**Contratos de arrendamiento que aún no han comenzado**

En diciembre de 2019, Oncor celebró un contrato de arrendamiento de 15 años para reemplazar el espacio de oficinas. El contrato de arrendamiento comenzará en febrero de 2020 y se espera que se contabilice como un arrendamiento por operaciones.

**Información sobre arrendamientos según los PCGA anteriores**

Al 31 de diciembre de 2018, los pagos mínimos de arrendamiento futuros en virtud de los arrendamientos por operaciones (con plazos iniciales o restantes de plazo forzosos de arrendamiento de más de un año) eran los siguientes:

Año	Monto
2019	\$ 29
2020	22
2021	20
2022	15
2023	8
A partir de	5
Total pagos futuros mínimos por arrendamiento	\$ 99

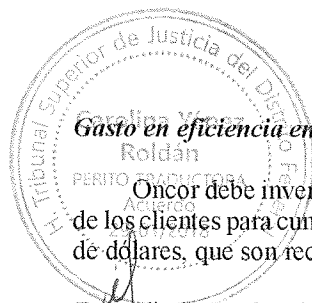
La renta que se carga a los gastos de operación y mantenimiento ascendió a \$28 millones de dólares y \$27 millones de dólares para los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

**Desembolsos de capital**

Como parte de la Adquisición de Sempra, Oncor se ha comprometido a realizar desembolsos de capital totales equivalentes por lo menos a \$7.5 mil millones de dólares durante el período de cinco años que termina el 31 de diciembre de 2022.



SECRET



### ***Gasto en eficiencia energética***

Oncor debe invertir anualmente en programas diseñados para mejorar la eficiencia de la demanda de electricidad de los clientes para cumplir con los requisitos reglamentarios en curso. El requisito para el año 2020 es de \$50 millones de dólares, que son recuperables en las tasas.

### ***Procedimientos legales/reglamentarios***

Nosotros y Oncor participamos en varios procedimientos jurídicos y administrativos en el curso normal de los negocios, cuya resolución final, en opinión de la administración, no debería tener un efecto importante en nuestra situación financiera, los resultados de las operaciones o en los flujos de efectivo.

### ***Contratos de trabajo***

Al 31 de diciembre de 2019, aproximadamente el 18% de los empleados de tiempo completo de Oncor estaban representados por un sindicato y amparados por un contrato colectivo de trabajo con fecha de vencimiento el 25 de octubre de 2022.

### ***Contingencias ambientales***

Oncor debe cumplir con las leyes y reglamentos ambientales aplicables con respecto a la manipulación y eliminación de residuos peligrosos. Oncor cumple con todas las leyes y reglamentos vigentes; sin embargo, no es posible determinar el impacto, si lo hubiera, de los cambios en los reglamentos existentes o de la aplicación de nuevos reglamentos. Los costos de cumplimiento de los reglamentos ambientales pueden verse afectados significativamente por los siguientes acontecimientos o condiciones externas:

- cambios en los reglamentos estatales o federales vigentes por parte de las autoridades gubernamentales que tienen competencia sobre el control de las sustancias tóxicas y los desechos sólidos y peligrosos, y otros asuntos ambientales.
- la identificación de otros sitios que requieran limpieza o la presentación de otras reclamaciones en las que se pueda hacer valer que Oncor es una posible parte responsable.

No hemos identificado ninguna responsabilidad ambiental potencial significativa en este momento.

## **9. PATRIMONIO - ONCOR HOLDINGS**

### ***Aportaciones en efectivo***

El 18 de febrero de 2020, Oncor Holdings recibió Aportaciones en efectivo de sus socios por un total de \$70 millones de dólares. Durante 2019, Oncor Holdings recibió las siguientes aportaciones de capital en efectivo de su socio.

<b>Recibido</b>	<b>Monto</b>
21 de noviembre de 2019	\$ 273
28 de octubre de 2019	79
29 de julio de 2019	56
15 de mayo de 2019	1,067
30 de abril de 2019	56
19 de febrero de 2019	56
	<u>\$ 1,587</u>

SM TEXTILE



### Distribuciones de efectivo

Si bien no hay restricciones directas a nuestra capacidad de distribuir nuestros ingresos netos que son actualmente importantes, prácticamente todos nuestros ingresos netos se derivan de Oncor. Nuestro consejo de administración y el consejo de administración de Oncor, los cuales se integran por una mayoría de Consejeros Independientes, pueden retener las distribuciones en la medida en que dicho consejo determine que es necesario retener dichas cantidades para cumplir con los requisitos futuros esperados de la respectiva empresa.

Las distribuciones de Oncor están limitadas por el requisito de mantener su estructura de capital social reglamentario a un nivel de endeudamiento supuesto igual o inferior al mismo establecido periódicamente por la PUCT para efectos de la fijación de tasas. La PUCT está facultada para determinar qué tipos de deuda y de capital social se incluyen en el nivel de endeudamiento de servicios públicos.

Para efectos de este nivel, la deuda se calcula como deuda a largo plazo, incluidos los arrendamientos financieros más las ganancias por amortizar sobre la deuda readquirida menos los gastos emitidos por amortizar, las primas y las pérdidas de la deuda readquirida. El capital social se calcula como la participación social determinadas de conformidad con los PCGA, excluidos los efectos de la contabilidad de las adquisiciones de una operación de 2007 (que incluía el registro del crédito mercantil inicial y los ajustes al valor razonable y los subsiguientes deterioros y amortizaciones conexos).

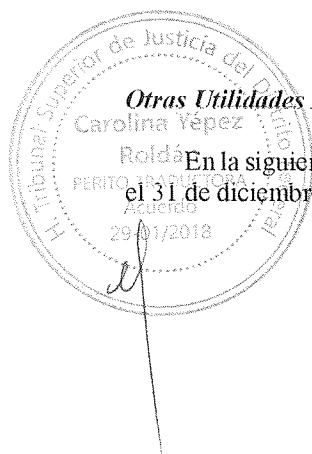
La resolución de la PUCT emitida en la Adquisición de Sempra, el contrato de sociedad de responsabilidad limitada de Oncor y nuestro contrato de sociedad de responsabilidad limitada establecieron varias restricciones para las distribuciones a los socios. Entre esas restricciones se encuentra el compromiso de que Oncor no efectuará distribuciones que hagan que Oncor no cumpla con el nivel de endeudamiento aprobado por la PUCT, que actualmente es de 57.5% de deuda por 42.5% de capital. Las restricciones de distribución también incluyen la capacidad del consejo de Oncor, la mayoría de los Consejeros Independientes o de cualquiera de los dos socios consejeros designados por Texas Transmission para limitar las distribuciones en la medida en que cada uno de ellos determine que es necesario para cumplir con los requisitos futuros previstos de Oncor (incluido el cumplimiento continuo del compromiso del nivel de endeudamiento de PUCT). Al 31 de diciembre de 2019, Oncor disponía de \$751 millones de dólares para distribuir entre sus socios, de los cuales el 80.25% estaba relacionado con nuestra participación social, ya que el nivel de capitalización reglamentaria de Oncor era de un 54.8% de deuda por un 45.2% de capital.

El 19 de febrero de 2020, nuestro consejo de administración declaró una distribución en efectivo de \$73 millones de dólares, que se pagó a nuestro socio el 20 de febrero de 2020. Durante 2019, nuestro consejo de administración declaró, y pagamos, las siguientes distribuciones en efectivo a nuestro socio:

Fecha de declaración	Fecha de pago	Monto
29 de octubre de 2019	31 de octubre de 2019	\$ 85
30 de julio de 2019	31 de julio de 2019	53
1 de mayo de 2019	2 de mayo de 2019	54
20 de febrero de 2019	22 de febrero de 2019	54
		<u>\$ 246</u>

Durante el 2018, nuestro consejo de administración declaró, y pagamos distribuciones en efectivo de \$149 millones de dólares a nuestro socio.

SM TEXT 10



### **Otras Utilidades Integrales Acumuladas (Pérdidas) (AOCI) - Oncor Holdings**

En la siguiente tabla se presentan los cambios en las AOCI atribuibles a Oncor Holdings para los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, netos de impuestos:

	<b>Cobertura de flujo de efectivo - intercambios de tasas de interés</b>	<b>Planes de pensiones de prestaciones definidos y OPEB</b>	<b>Otras utilidades integrales acumuladas (pérdidas)</b>
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ (16)	\$ (73)	\$ (89)
Planes de pensiones de prestaciones definidos	-	6	6
Montos de cobertura de flujo de efectivo se reclasificaron de AOCI y se consignaron en los			
Gastos por intereses y cargos conexos	2	-	2
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ (14)	\$ (67)	\$ (81)
Planes de pensiones de prestaciones definidos	-	(13)	(13)
Montos de cobertura de flujo de efectivo reclasificados de AOCI y consignados en los			
gastos por intereses y cargos conexos	2	-	2
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ (12)	\$ (80)	\$ (92)
Planes de pensiones de prestaciones definidos	-	17	17
Montos de cobertura de flujo de efectivo reclasificados de AOCI y consignados en los			
gastos por intereses y cargos conexos	1	-	1
Efectos fiscales reclasificados ASU 2018-02 (Nota 1)	(4)	(14)	(18)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	\$ (15)	\$ (77)	\$ (92)

## **10. PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA**

Al 31 de diciembre de 2019, la participación social de Oncor era del 80.25% y la de Texas Transmission del 19.75%. El valor contable de la participación no controladora supera su porcentaje de participación social debido a la parte de los impuestos diferidos de Oncor no atribuible a la participación no controladora.

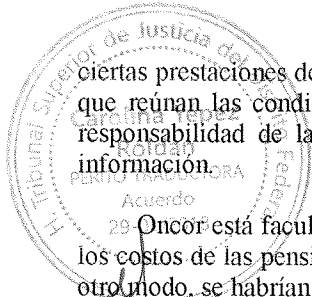
## **11. PLANES DE PRESTACIONES PARA EMPLEADOS**

### ***Recuperación reglamentaria de los costos de las pensiones y de OPEB (Otras prestaciones para los empleados posteriores a la jubilación)***

La PURA prevé la recuperación por parte de Oncor de los costos de pensiones y de OPEB aplicables a los servicios que prestan sus empleados activos y jubilados, así como a los servicios que prestan determinados empleados activos y jubilados de EFH Corp./Vistra durante los períodos anteriores a la desregulación y división de las empresas de servicios eléctricos de EFH Corp. a partir del 1º de enero de 2002 (servicio acreditable). En consecuencia, en 2005, Oncor celebró un contrato con un predecesor de EFH Corp. en virtud del cual asumió la responsabilidad de los costos de las pensiones aplicables y los costos de OPEB relacionados con el servicio acreditable de ese personal. Posteriormente, Oncor celebró contratos con EFH Corp. y una filial de Vistra en relación con la prestación de estos beneficios. De conformidad con el contrato con la filial de Vistra, Oncor patrocina un plan de OPEB que proporciona



STYLING



ciertas prestaciones de seguro médico y de vida de jubilación a empleados anteriores de Oncor, EFH Corp. y Vistra que reúnan las condiciones necesarias para los mismos y de las cuales Oncor y Vistra asumen una parte de la responsabilidad de las prestaciones. Consulte la sección "Planes de OPEB" a continuación para obtener más información.

Oncor está facultada para establecer un activo o pasivo reglamentario por la diferencia entre las cantidades de los costos de las pensiones y de OPEB aprobadas en las tasas de facturación actuales y las cantidades reales que, de otro modo, se habrían registrado como cargos o créditos en las utilidades relacionados con el servicio acreditable.

Las cantidades diferidas básicamente están sujetas a la aprobación reglamentaria. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, Oncor había registrado activos reglamentarios por un total de \$964 millones de dólares y \$1,018 millones de dólares, respectivamente, relacionados con los costos de las pensiones y de OPEB, incluidas las cantidades relacionadas con los gastos diferidos, así como las cantidades relacionadas con los pasivos sin financiamiento que, de otro modo, se registrarían como otros ingresos generales.

Oncor también asumió la responsabilidad principal de las prestaciones de pensiones de un grupo cerrado de participantes jubilados y despedidos con planes de adquisición no relacionados con nuestro negocio de servicios públicos reglamentados (servicio no acreditable) en una operación de 2012. Cualquier costo de jubilación relacionado con el servicio no acreditable no se acredita a través de tasas.

### *Planes de pensiones*

Oncor patrocina el Plan de Jubilación Oncor y también tiene pasivos en el Plan de Jubilación Vistra (anteriormente Plan de Jubilación EFH), ambos son planes de pensión condicionales conforme a la Sección 401(a) del Código, y están sujetos a las disposiciones de la ERISA. Los empleados no aportan a ninguno de los dos planes. Estos planes de pensiones ofrecen prestaciones a los participantes según una de dos fórmulas: (i) Una Fórmula de Saldo en Efectivo conforme a la cual los participantes devengan créditos de aportación mensuales con base en su remuneración y una combinación de su edad y años de servicio, más créditos de interés mensuales o (ii) Una Fórmula de Plan de Jubilación Tradicional basada en los años de servicio y los ingresos promedios de los tres años de mayores ingresos. El componente de interés de la Fórmula de Saldo en Efectivo es variable y se determina utilizando el rendimiento de los bonos del Tesoro a 30 años. Conforme a la Fórmula de Saldo en Efectivo, los futuros aumentos de las ganancias no se aplicarán a los costos de servicios anteriores.

Todos los empleados aceptados en los planes que se les haya contratado después del 1 de enero de 2001 participan en la Fórmula de Saldo en Efectivo. Ciertos empleados que antes del 1 de enero de 2002 participaron en la Fórmula del Plan de Jubilación Tradicional continúan participando en esa fórmula. La política de Oncor es financiar sus planes actuales en la medida en que lo requieran los reglamentos fiscales federales y de la ERISA vigentes.

Oncor también tiene el Plan de Jubilación Suplementario para ciertos empleados cuyas prestaciones de jubilación no puedan devengarse en su totalidad conforme al plan de jubilación condicional. Las cantidades del Plan de Jubilación Suplementario se incluyen en las cantidades de pensión que se informan a continuación.

Al 31 de diciembre de 2019, las obligaciones por prestaciones proyectadas de los planes de pensiones incluían una pérdida actuarial neta de \$367 millones de dólares para 2019, debido principalmente a una disminución de la tasa de descuento. El rendimiento real de los activos de los planes de pensiones de \$486 millones de dólares en 2019 fue superior al rendimiento previsto de los activos de \$119 millones de dólares, lo que dio lugar a una ganancia actuarial neta de \$367 millones de dólares. Esperamos que las amortizaciones de las pérdidas actuariales netas de los planes de pensiones sean de \$47 millones de dólares en 2020.

### *Planes de OPEB*

Actualmente patrocinamos dos planes de OPEB. Uno de ellos cubre a los jubilados actuales y futuros aceptados en los planes, cuyos servicios se atribuyen en un 100% a la empresa reglamentada. Con efectos a partir del 1 de enero de 2018, establecimos un segundo plan para proteger a los jubilados aceptados en los planes de Oncor y EFH Corp./Vistra cuyos servicios de empleo se asignaron a Oncor (o a un negocio antecesor de servicios públicos

SEE TEXT

reglamentados) y al negocio no regulado de EFH Corp./Vistra. Vistra es la única responsable de su parte del pasivo de las prestaciones para jubilados relacionadas con esos jubilados.

La política de aportaciones de Oncor para los planes de OPEB consiste en depositar en fideicomisos externos irrevocables dedicados al pago de los gastos de OPEB una suma por lo menos igual a los gastos de OPEB recuperados en las tasas.

Al 31 de diciembre de 2019, la obligación de prestaciones proyectada de los Planes OPEB Oncor incluía una ganancia actuarial neta de \$5 millones de dólares para 2019, incluida una ganancia de \$145 millones de dólares relacionada con los cambios en los supuestos de mortalidad y actualizaciones de las reclamaciones de atención médica y los supuestos de tendencias, compensada por una pérdida de \$126 millones de dólares debido a una disminución de la tasa de descuento y una pérdida de \$14 millones de dólares relacionada con las actualizaciones de la fecha del censo. Los rendimientos reales de los activos de los Planes Oncor OPEB en 2019 fueron superiores al rendimiento previsto de los activos en \$17 millones de dólares, lo que dio lugar a una ganancia actuarial neta de \$22 millones de dólares. Esperamos que las amortizaciones de las pérdidas actuariales netas de los Planes OPEB de Oncor disminuyan en \$9 millones de dólares en 2020 y se reflejen estos cambios.

#### *Costos de pensiones y de OPEB reconocidos como gastos*

Las sumas de las pensiones y de OPEB que se indican en el presente documento incluyen las cantidades relacionadas únicamente con la parte de Oncor de los diversos planes que se basan en cálculos actuariales y reflejan los datos demográficos de los empleados y jubilados de Oncor, como se ha descrito anteriormente. Los costos netos de Oncor relacionados con los planes de pensiones y de OPEB de Oncor se componen de lo siguiente:

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Costos de pensiones	\$ 63	\$ 77	\$ 85
Costos OPEB	41	70	58
Costo total de prestaciones	104	147	143
Menos las cantidades reconocidas principalmente como bienes o un activo reglamentario	(27)	(69)	(98)
Cantidades netas reconocidas como gastos de funcionamiento y mantenimiento u otras deducciones	\$ 77	\$ 78	\$ 45

El método del valor calculado se utiliza para determinar el valor de mercado de los activos en el fideicomiso a efectos del cálculo de los costos de las pensiones. Las ganancias o pérdidas realizadas y no realizadas en el valor de mercado de los activos se incluyen durante un periodo de cuatro años consecutivos. Cada año, el 25% de esas ganancias y pérdidas del año en curso y de cada uno de los tres años anteriores se incluye en el valor relacionado con el mercado. Cada año, el valor de mercado de los activos se incrementa para las aportaciones al plan y los ingresos de las inversiones y se reduce para los pagos de prestaciones y los gastos de ese año.

El método del valor razonable se utiliza para determinar el valor de mercado de los activos en el fideicomiso a efectos de calcular el costo de OPEB.

CLIXELMS

**Información detallada sobre las prestaciones de la pensión y de OPEB**

La siguiente información sobre pensiones y OPEB se basa en las fechas de medición del 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

Planes de pensiones			Planes OPEB		
Año terminado al 31 de diciembre de			Año terminado al 31 de diciembre de		
2019	2018	2017	2019	2018	2017

**Supuestos utilizados para determinar los costos netos de la pensión periódica y OPEB:**

Tasa de descuento	4.18%	3.54%	4.05%	4.41%	3.73%	4.35%
Rendimiento previsto de los activos del plan	5.42%	5.11%	5.17%	6.19%	6.20%	6.10%
Tasa de aumento de la remuneración	4.53%	4.46%	3.33%	-	-	-

**Componentes de los costos netos de las pensiones y de OPEB:**

Costos de servicios	\$ 25	\$ 27	\$ 24	\$ 6	\$ 8	\$ 7
Costos de intereses	128	121	131	43	44	47
Rendimiento esperado de los activos	(119)	(120)	(115)	(7)	(9)	(8)
Amortización de costo de servicios anteriores (crédito)	-	-	-	(20)	(30)	(20)
Amortización de la pérdida neta	29	49	45	19	57	32
Costos netos de las pensiones periódicas y de OPEB	<u>\$ 63</u>	<u>\$ 77</u>	<u>\$ 85</u>	<u>\$ 41</u>	<u>\$ 70</u>	<u>\$ 58</u>

**Otros cambios en los activos del plan y las obligaciones de prestaciones reconocidas como activos reglamentarios o en otras utilidades integrales:**

Pérdidas netas (ganancias)	\$ -	\$ 67	\$ (11)	\$ (22)	\$ (177)	\$ 139
Amortización de la pérdida neta	(29)	(49)	(45)	(19)	(57)	(32)
Modificaciones a los planes	-	-	-	-	-	(78)
Amortización de costo de servicios anteriores (costos) créditos	-	-	-	20	30	20
Total reconocido como activos reglamentarios o utilidades integrales	<u>(29)</u>	<u>18</u>	<u>(56)</u>	<u>(21)</u>	<u>(204)</u>	<u>49</u>
Total reconocido en los costos netos de las pensiones periódicas y de OPEB y como activos reglamentarios u otras utilidades integrales	<u>\$ 34</u>	<u>\$ 95</u>	<u>\$ 29</u>	<u>\$ 20</u>	<u>\$ (134)</u>	<u>\$ 107</u>



EXCELMS



**Supuestos utilizados para determinar las obligaciones en materia de prestaciones al final del período:**

	Planes de pensiones			Planes OPEB		
	Año terminado al 31 de diciembre de			Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Tasa de descuento	3.13%	4.18%	3.54%	3.29%	4.41%	3.73%
Tasa de aumento de la remuneración	4.64%	4.53%	4.46%	-	-	-

	Planes de pensiones		Planes OPEB	
	Año terminado al 31 de diciembre de		Año terminado al 31 de diciembre de	
	2019	2018	2019	2018

**Cambio en la obligación de prestaciones proyectadas:**

Obligación en materia de prestaciones proyectados al comienzo del año	\$ 3,162	\$ 3,500	\$ 1,006	\$ 1,198
Costos de servicios	25	27	6	8
Costos de intereses	128	121	43	44
Aportaciones del participante	-	-	19	19
Modificaciones del plan	-	-	-	-
Pérdida actuarial (ganancia)	367	(232)	(5)	(196)
Pago de prestaciones	(164)	(175)	(70)	(67)
Compra de renta vitalicia	(118)	(79)	-	-
Obligación en materia de prestaciones proyectadas al final del año	\$ 3,400	\$ 3,162	\$ 999	\$ 1,006
Obligación en materia de prestaciones al final del año	\$ 3,283	\$ 3,069	\$ -	\$ -

**Cambios en activos del plan:**

Valor razonable de activos al inicio del año	\$ 2,249	\$ 2,600	\$ 132	\$ 149
Rendimiento (pérdida) real de los activos	486	(179)	25	(10)
Cuotas patronales	41	82	35	41
Aportaciones del participante	-	-	19	19
Pago de prestaciones	(164)	(175)	(70)	(67)
Compra de renta vitalicia	(118)	(79)	-	-
Valor razonable de activos al final del año	\$ 2,494	\$ 2,249	\$ 141	\$ 132

**Situación de financiamiento:**

Obligaciones en materia de prestaciones proyectados al final del año	\$ (3,400)	\$ (3,162)	\$ (999)	\$ (1,006)
Valor razonable de activos al final del año	2,494	2,249	141	132
Situación de financiamiento al final del año	\$ (906)	\$ (913)	\$ (858)	\$ (874)

OKTEXT  
MS



**Cambios reconocidos en el balance general que consiste en:**

Pasivos:

	<b>Planes de pensiones</b>		<b>Planes OPEB</b>	
	<b>Años terminados al 31 de diciembre de</b>		<b>Años terminados al 31 de diciembre de</b>	
	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Otros pasivos circulantes	\$ (5)	\$ (4)	\$ (15)	\$ (7)
Otros pasivos no circulantes	(901)	(909)	(843)	(867)
Pasivo neto reconocido	<u>\$ (906)</u>	<u>\$ (913)</u>	<u>\$ (858)</u>	<u>\$ (874)</u>

Activos reglamentarios:

Pérdida neta	\$ 531	\$ 534	\$ 129	\$ 171
Costos de servicios anteriores (crédito)	-	-	(37)	(57)
Activo neto reglamentario reconocido	<u>\$ 531</u>	<u>\$ 534</u>	<u>\$ 92</u>	<u>\$ 114</u>
Otras pérdidas integrales netas acumuladas	\$ 120	\$ 147	\$ 1	\$ 1

En la tabla que se muestran a continuación se proporciona información sobre las supuestas tasas de tendencia de los costos de atención médica.

Año terminado al 31 de diciembre de	
2019	2018

**Tasas de tendencia del costo de la atención médica asumidas - No son consideradas para seguro médico para personas mayores:**

Tasa de tendencia del costo de la atención de la salud asumida para el próximo año	7.20%	7.60%
Tasa a la que se espera que disminuya la tendencia de los costos (la tasa de tendencia definitiva)	4.50%	4.50%
Año en que la tasa alcanza la tasa de tendencia definitiva	2029	2026

**Tasas de tendencia del costo de la atención médica asumidas - Se consideran para seguro médico para personas mayores:**

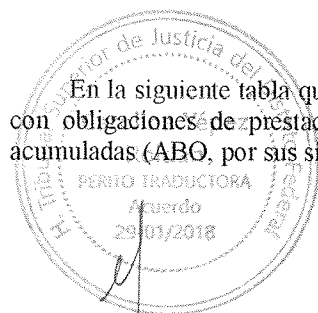
Tasa de tendencia del costo de la atención de la salud asumida para el próximo año	8.00%	8.70%
Tasa a la que se espera que disminuya la tendencia de los costos (la tasa de tendencia definitiva)	4.50%	4.50%
Año en que la tasa alcanza la tasa de tendencia definitiva	2029	2027

<b>Aumento de 1 punto porcentuales</b>	<b>Disminución de 1 punto porcentual</b>
--	--

**Análisis de sensibilidad de las tasas de tendencia de los costos de atención médica asumidos:**

Efecto sobre la obligación acumulada posterior a la jubilación	\$ 128	\$ (106)
Efecto en el costo de las prestaciones posteriores a la jubilación	5	(4)

SECRET



En la siguiente tabla que se muestra a continuación se proporciona información sobre los planes de pensiones con obligaciones de prestaciones proyectados (PBO, por sus siglas en inglés) y obligaciones de prestaciones acumuladas (ABO, por sus siglas en inglés) superiores al valor razonable de los activos del plan.

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
<i>Planes de pensiones con PBO y ABO en exceso de los activos del plan:</i>		
Obligaciones en materia de prestaciones proyectadas	\$ 3,400	\$ 3,162
Obligaciones por prestaciones acumuladas	3,283	3,069
Activos del plan	2,494	2,249

#### ***Estrategia de inversión y asignación de activos de los planes de pensiones y de OPEB***

El objetivo de inversión de Oncor para los planes de jubilación es invertir en una combinación adecuada de activos para cumplir con las obligaciones de prestaciones futuros con un nivel de riesgo aceptable, al tiempo que se reduce al mínimo la volatilidad de las aportaciones. Los valores de capital se conservan para obtener rendimientos superiores a los de los índices pasivos mediante la participación en una amplia gama de oportunidades de inversión. Para diversificar aún más la cartera de valores de capital se utilizan valores de capital internacional, valores inmobiliarios y estrategias de crédito (bonos de alto rendimiento, deuda de mercados emergentes y préstamos bancarios). Los valores de capital internacional pueden incluir inversiones en los mercados internacionales desarrollados y en los emergentes. Los valores de renta fija incluyen principalmente bonos de la sociedad de una gama diversificada de empresas, bonos del Tesoro de los Estados Unidos y valores de agencias e instrumentos del mercado de dinero. La estrategia de inversión para las inversiones de renta fija consiste en mantener una cartera de valores de alta calidad, lo que ayuda a Oncor a administrar la volatilidad y la magnitud de las aportaciones y los gastos del plan, manteniendo al mismo tiempo suficiente efectivo e inversiones a corto plazo para pagar las prestaciones y los gastos a corto plazo.

Las inversiones del Plan de Jubilación de Oncor se administran en dos fondos comunes: un fondo común asociado con la parte de servicios acreditables de las obligaciones del plan relacionadas con las actividades de servicios públicos regulados de Oncor, y un segundo fondo común relacionado con la parte de servicios no acreditable de las obligaciones del plan no relacionadas con las actividades de servicios públicos regulados de Oncor. Cada fondo común se invierte en una cartera ampliamente diversificada, como se indica a continuación. El segundo fondo común representa el 27% de las inversiones totales al 31 de diciembre de 2019.

Los rangos objetivo de asignación de activos de las inversiones del plan de pensiones por categoría de activos son los siguientes:

Categoría de activos	Rangos de asignación de objetivos	
	Acreditable	No acreditable
Valores internacionales	13% - 21%	6% - 12%
Valores de los EE.UU.	16% - 24%	8% - 14%
Bienes inmuebles	3% - 7%	-
Estrategias de crédito	5% - 10%	5% - 9%
Renta fija	45% - 55%	68% - 78%



OUTLINE

El objetivo de inversión de los planes Oncor OPEB sigue principalmente los objetivos de los planes de pensiones mencionados anteriormente, manteniendo al mismo tiempo suficiente efectivo e inversiones a corto plazo para pagar las prestaciones y gastos a corto plazo. Los montos reales al 31 de diciembre de 2019 que se indican a continuación coinciden con los objetivos de asignación de activos.

### ***Medición del valor razonable de los activos de los planes de pensiones***

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los activos de los planes de pensiones medidos a valor razonable de forma recurrente consistían en lo siguiente:

<b>Categoría de activo</b>	<b>al 31 de diciembre de 2019</b>			
	<b>Nivel 1</b>	<b>Nivel 2</b>	<b>Nivel 3</b>	<b>Total</b>
<b>Valores de capital:</b>				
EE.UU.	\$ 194	\$ 2	\$ -	\$ 196
Internacional	290	1	-	291
<b>Valores de renta fija:</b>				
Bonos de la sociedad (a)	-	908	-	908
Tesoro de los EE.UU.	-	147	-	147
Otros (b)	-	63	-	63
Bienes inmuebles	-	-	3	3
Total activos en la jerarquía de valor razonable	\$ 484	\$ 1,121	\$ 3	1,608
Total de activos medidos al valor neto de los activos (c)				886
Total valor razonable de los activos del plan				\$ 2,494

<b>Categoría de activo</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2018</b>			
	<b>Nivel 1</b>	<b>Nivel 2</b>	<b>Nivel 3</b>	<b>Total</b>
<b>Valores de capital:</b>				
EE.UU.	\$ 170	\$ 2	\$ -	\$ 172
Internacional	239	-	-	239
<b>Valores de renta fija:</b>				
Bonos de la sociedad (a)	-	930	-	930
Tesoro de los EE.UU.	-	110	-	110
Otros (b)	-	69	-	69
Bienes inmuebles	-	-	3	3
Total activos en la jerarquía de valor razonable	\$ 409	\$ 1,111	\$ 3	1,523
Total de activos medidos al valor neto de los activos (c)				726
Total valor razonable de los activos del plan				\$ 2,249

(a) Prácticamente todos los bonos de la sociedad están condicionados con grado de inversión por Fitch, Moody's o S&P.

(b) Otros consisten principalmente en bonos municipales, deuda de mercados emergentes, préstamos bancarios e instrumentos derivados de renta fija.

(c) El valor razonable se midió utilizando el valor neto de los activos (NAV) por acción como un recurso práctico, ya que las inversiones no tenían un valor razonable fácilmente determinable y no era necesario clasificarlas en la jerarquía de valor razonable. Los importes del valor razonable del NAV que se presentan aquí tienen por objeto permitir la conciliación con el valor razonable total de los activos del plan.



**Medición del valor razonable de los activos de los planes OPEB de Oncor**

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los activos de los Planes Oncor OPEB medidos a valor razonable de forma recurrente consistían en lo siguiente:

Categoría de activo	al 31 de diciembre de 2019			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Dinero en efectivo con intereses	\$ 6	\$ -	\$ -	\$ 6
Valores de capital:				
EE.UU.	24	-	-	24
Internacional	28	-	-	28
Valores de renta fija:				
Bonos de la sociedad (a)	-	31	-	31
Tesoro de los EE.UU.	-	3	-	3
Otros (b)	22	2	-	24
Total activos en la jerarquía de valor razonable	\$ 80	\$ 36	\$ -	116
Total de activos medidos al valor neto de los activos (c)				25
Total valor razonable de los activos del plan				\$ 141


Categoría de activo	al 31 de diciembre de 2018			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Dinero en efectivo con intereses	\$ 15	\$ -	\$ -	\$ 15
Valores de capital:				
EE.UU.	21	-	-	21
Internacional	22	-	-	22
Valores de renta fija:				
Bonos de la sociedad (a)	-	26	-	26
Tesoro de los EE.UU.	-	3	-	3
Otros (b)	28	1	-	29
Total activos en la jerarquía de valor razonable	\$ 86	\$ 30	\$ -	116
Total de activos medidos al valor neto de los activos (c)				16
Total valor razonable de los activos del plan				\$ 132

(a) Prácticamente todos los bonos de la sociedad están condicionados con grado de inversión por Fitch, Moody's o S&P.

(b) Otros consisten principalmente en bonos municipales, deuda de mercados emergentes, préstamos bancarios e instrumentos derivados de renta fija

(c) El valor razonable se midió utilizando el valor neto de los activos (NAV) por acción como un recurso práctico, ya que las inversiones no tenían un valor razonable fácilmente determinable y no era necesario clasificarlas en la jerarquía de valor razonable. Los importes del valor razonable del NAV que se presentan aquí tienen por objeto permitir la conciliación con el valor razonable total de los activos del plan

SM TEXTD



### Supuestos de tasa de rendimiento esperado a largo plazo de los activos

La asignación estratégica de activos de los planes de jubilación se determina conjuntamente con los asesores de los planes y utiliza un enfoque de modelización integral de activos y pasivos para evaluar los posibles resultados a largo plazo de varias estrategias de inversión.

La modelización integra supuestos de tasas de rendimiento a largo plazo para cada clase de activos, basados en los rendimientos históricos y futuros previstos de las clases de activos, las condiciones actuales del mercado, la tasa de inflación, las perspectivas actuales de crecimiento económico, y teniendo en cuenta los beneficios de diversificación de la inversión en múltiples clases de activos y los posibles beneficios de aplicar una administración activa de las inversiones.

Planes de pensiones		Planes OPEB Oncor	
Clase de activo	Tasa de rendimiento esperado a largo plazo	Clase de activo	Tasa de rendimiento esperado a largo plazo
Valores de capital internacionales	7.63%	Cuentas 401(h)	6.26%
Valores de capital de los EE.UU.	6.80%	Seguro de vida VEBA	6.04%
Bienes inmuebles	5.20%	VEBA sindicalizado	6.04%
Estrategias crediticias	4.56%	VEBA no sindicalizado	1.80%
Valores de renta fija	3.40%	Jubilado compartido VEBA	1.80%
Promedio ponderado (a)	5.22%	Promedio ponderado	5.90%

(a) La tasa de retorno a largo plazo prevista para 2020 para la parte no regulada del Plan de Jubilación de Oncor es del 4.18%, y para la parte de Oncor del Plan de Jubilación de Vistra es del 4.89%.

### Concentraciones significativas de riesgo

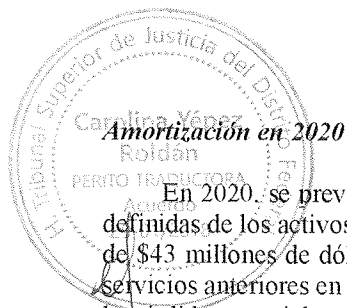
Las inversiones de los planes están expuestas a riesgos como los de las tasas de interés, el mercado de capitales y los riesgos crediticios. Oncor trata de optimizar el rendimiento de la inversión de acuerdo con niveles de liquidez y riesgo de la inversión que sean prudentes y razonables, dadas las condiciones prevalecientes en el mercado de capitales y otros factores específicos de los patrones participantes. Si bien Oncor reconoce la importancia del rendimiento, las inversiones se diversificarán a fin de reducir al mínimo el riesgo de grandes pérdidas, a menos que, dadas las circunstancias, sea claramente prudente no hacerlo. También se han establecido varias restricciones y lineamientos, entre ellas las limitaciones en cuanto a los tipos de inversiones permitidas y las ponderaciones de la cartera de ciertos valores de inversión para ayudar a mitigar el riesgo de grandes pérdidas.

### Tasa de descuento asumida

Para los planes de jubilación de Oncor al 31 de diciembre de 2019, Oncor seleccionó la tasa de descuento asumida utilizando la curva de rendimiento del Universo de Bonos Aon AA-AAA, que se basa en los rendimientos de los bonos de las sociedades y al 31 de diciembre de 2019 consistía en 927 bonos de la sociedad con una calificación promedio de AA y AAA utilizando las calificaciones de Moody's, S&P y Fitch. Para la parte de Oncor del Plan de Jubilación Vistra y los Planes OPEB de Oncor al 31 de diciembre de 2019, Oncor seleccionó la tasa de descuento asumida utilizando la curva de rendimiento Aon AA superior a la mediana, que se basa en los rendimientos de los bonos de la sociedad y al 31 de diciembre de 2019 consistía en 361 bonos de la sociedad con una calificación promedio de AA utilizando las calificaciones de Moody's, S&P y Fitch.



STEX 10



### ***Amortización en 2020***

En 2020, se prevé que la amortización de la pérdida actuarial neta de los planes de pensiones de prestaciones definidas de los activos reglamentarios y otros ingresos generales en el costo neto de las prestaciones periódicas será de \$43 millones de dólares y \$5 millones de dólares, respectivamente. No se prevé la amortización del crédito por servicios anteriores en 2020 para los planes de pensiones de prestaciones definidas. Se prevé que la amortización de la pérdida actuarial neta para los planes de la OPEB de los activos reglamentarios y otras utilidades integrales en el costo neto de las prestaciones periódicas será de \$10 millones de dólares y cero, respectivamente. Se prevé que la amortización del crédito por servicios anteriores para los planes de OPEB con cargo a los activos reglamentarios y otros ingresos generales en el costo neto de las prestaciones periódicas será de \$20 millones de dólares y cero, respectivamente.

### ***Aportaciones en efectivo a los Planes de pensiones y planes OPEB***

Las aportaciones de Oncor a los planes de prestaciones fueron las siguientes:

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Aportaciones de planes de pensiones	\$ 41	\$ 82	\$ 149
Aportaciones de los planes de Oncor OPEB	35	41	31
Total aportaciones	\$ 76	\$ 123	\$ 180

Se prevé que el financiamiento de Oncor para los planes de pensiones y los planes OPEB de Oncor ascenderá a un total de \$177 millones de dólares y \$35 millones de dólares, respectivamente, en 2020 y aproximadamente \$571 millones de dólares y \$176 millones de dólares, respectivamente, para el periodo de cinco años comprendido entre 2020 y 2024.

### ***Pagos de prestaciones futuros***

Las estimaciones de los pagos futuros de prestaciones a los participantes son las siguientes:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025-29
Planes de pensiones	\$ 179	\$ 183	\$ 188	\$ 191	\$ 196	\$ 996
Planes OPEB Oncor	\$ 50	\$ 51	\$ 53	\$ 55	\$ 56	\$ 285

### ***Plan de ahorro***

Los empleados de Oncor tienen derecho a participar en un plan de ahorro condicional, un plan de aportación definido dirigido por los participantes que tiene por objeto cumplir con los requisitos de la Sección 401(a) del Código, y está sujeto a las disposiciones de la ley ERISA. En virtud del plan, los empleados pueden hacer aportaciones mediante el diferimiento del salario antes de impuestos y/o las deducciones de nómina aplicables después de impuestos, una parte de su salario o salarios regulares según lo permita la ley. Las aportaciones paralelas del patrón se realizan en un monto equivalente al 100% del primer 6% de las aportaciones del empleado para los empleados que están amparados por la Fórmula de Saldo en Efectivo del Plan de Jubilación Oncor, y al 75% del primer 6% de las aportaciones del empleado para los empleados que están amparados por la Fórmula de Plan de Jubilación Tradicional del Plan de Jubilación Oncor.

EXTRA



Las aportaciones paralelas del patrón se hacen en efectivo y los participantes pueden asignarlas a cualquiera de las opciones de inversión del plan. Las aportaciones de Oncor al Plan de Ahorro ascendieron a un total de \$20 millones de dólares, \$19 millones de dólares y \$17 millones de dólares para los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

## 12. REMUNERACIÓN BASADA EN ACCIONES

Oncor no ofrece actualmente una remuneración basada en acciones a sus empleados o consejeros. En 2008, Oncor estableció el plan de derechos de valuación de acciones (SAR, por sus siglas en inglés) en virtud del cual se concedió a algunos de sus funcionarios ejecutivos, empleados clave y socios que no formaban parte del consejo de administración de Oncor el SAR pagaderos en efectivo o, en algunas circunstancias, en participación social de Oncor.

En noviembre de 2012, Oncor aceptó el ejercicio anticipado de pagos en efectivo de todos los SAR pendientes (tanto los adquiridos como los no adquiridos) emitidos hasta la fecha de conformidad con ambos planes de SAR. Como parte del ejercicio anticipado de 2012 de los SAR, Oncor comenzó a devengar intereses sobre los dividendos declarados con respecto a los SAR. En ambos planes de SAR, los dividendos que se pagaban con respecto a la participación social de Oncor mientras los SAR estaban pendientes se acreditaban en la cuenta del titular del SAR como si los SAR fueran unidades, pagaderos una vez que ocurriera lo primero de lo siguiente: un fallecimiento, una discapacidad, una terminación de prestación de sus servicios, una emergencia imprevisible, un cambio accionario o la ocurrencia de un acontecimiento que desencadenara la posibilidad de ejercer el SAR.

Como resultado de la Adquisición de Sempra, las cuentas de dividendos e intereses se distribuyeron en 2018, por un total de \$15 millones de dólares. Para fines contables, el pasivo se descontó con base en la fecha de jubilación esperada de un empleado o consejero. Oncor reconoció \$4 millones de dólares y \$1 millón de dólares por concepto de acumulación e intereses con respecto a dichas cuentas de dividendos e intereses en los años 2018 y 2017, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019 no quedaba ningún pasivo por concepto de SAR.

## 13. OPERACIONES ENTRE PARTES RELACIONADAS

A continuación, se presentan nuestras principales operaciones entre partes y asuntos relacionados.

- Somos un miembro del grupo de impuestos federales consolidados de Sempra y, por lo tanto, la declaración de impuestos sobre la renta consolidada federal de Sempra incluye nuestros resultados. Nuestra parte de los ingresos gravables de Oncor se incluyen en nuestros resultados como se informa en la declaración de impuestos federales consolidados de Sempra. Según los términos de un convenio de participación fiscal, estamos obligados a hacer pagos a STH en un monto total que es sustancialmente igual al monto de los impuestos federales sobre la renta que habríamos tenido que pagar si hubiéramos presentado nuestra propia declaración de impuestos sobre la renta de las empresas. De igual forma, en virtud de las condiciones del convenio de participación fiscal, Oncor efectúa pagos similares a Texas Transmission, a prorrata de conformidad con su respectiva participación social en Oncor, por un monto total que es sustancialmente igual al monto de los impuestos federales sobre la renta que Oncor habría tenido que pagar si presentara su propia declaración de impuestos sobre la renta de las empresas. STH también incluye los resultados de Oncor en su declaración de impuestos marginal combinada del estado de Texas y, de conformidad con el convenio de participación fiscal, Oncor remite a STH los pagos de impuestos marginal de Texas, que se contabilizan como impuestos sobre la renta y se calculan como si Oncor presentara su propia declaración. Véase el análisis en la Nota 1 de los Estados Financieros "Impuestos sobre la renta".

SM  
TEXAS



Las cantidades por pagar (por cobrar) a STH relacionadas con los impuestos sobre la renta en virtud del contrato y enteradas en nuestro balance general consistieron en lo siguiente:

	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2018
Impuestos federales sobre la renta por pagar (por cobrar)	\$ (4)	\$ 7
Los impuestos del margen de Texas por pagar	22	21
Total por pagar (por cobrar)	\$ 18	\$ 28

Los pagos en efectivo hechos a (recibidos de) Sempra relacionados con los impuestos sobre la renta consistieron en lo siguiente:

	Año terminado al 31 de diciembre de 2019	Año terminado al 31 de diciembre de 2018			Año terminado al 31 de diciembre de 2017
	STH	STH	EFH Corp.	Total	EFH Corp.
Impuestos federales sobre la renta	\$ 54	\$ 77	\$ (19)	\$ 58	\$ (83)
Impuestos del margen de Texas	22	21	-	21	20
Total de pagos (recibos)	\$ 76	\$ 98	\$ (19)	\$ 79	\$ (63)

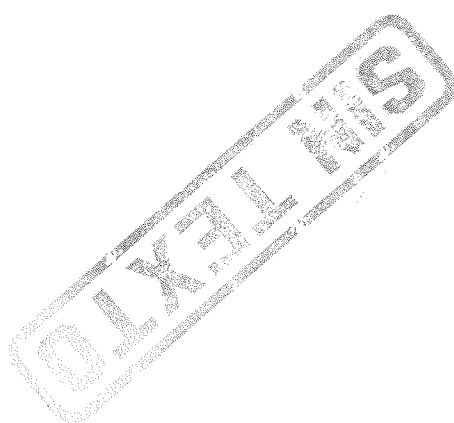
- Al 8 de marzo de 2018, aproximadamente el 16% del capital de un proveedor existente de la compañía lo adquirió un socio del Grupo Patrocinador. Como resultado de la Adquisición de Sempra, el Grupo Patrocinador dejó de ser una parte relacionada a partir del 9 de marzo de 2018. Durante los años 2018 y 2017, este proveedor realizó servicios de construcción y mantenimiento de sistemas de transmisión y distribución para Oncor. Se efectuaron pagos en efectivo por dichos servicios a este proveedor y/o sus subsidiarias por un total de \$35 millones de dólares para el período de un año hasta la fecha, finalizado el 8 de marzo de 2018, de los cuales aproximadamente \$33 millones de dólares se capitalizaron y \$2 millones de dólares se registraron como gastos de operación y mantenimiento. Se efectuaron pagos en efectivo por esos servicios a este proveedor y/o sus subsidiarias por un total de \$219 millones de dólares para 2017, de los cuales aproximadamente \$210 millones de dólares se capitalizaron y \$9 millones de dólares se registraron como gastos de operación y mantenimiento.
- Desde la fecha de adquisición de InfraREIT del 16 de mayo de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2019, Oncor pagó a Sharyland \$9 millones de dólares conforme a algunas de las tarifas de transmisión y distribución que le eran aplicables y Oncor proporcionó a Sharyland un servicio de supervisión y commutación de subestaciones de \$303,000 dólares.
- Para el año terminado al 31 de diciembre de 2019, Oncor pagó a Sempra \$109,000 dólares en virtud de un contrato para determinados servicios de apoyo empresarial, incluido el trabajo fiscal.

Ver Nota 9 para obtener información sobre las distribuciones a los socios.

#### 14. PROCEDIMIENTO DE QUIEBRA DE EFH Y ADQUISICIÓN DE SEMPRA

En abril de 2014, EFH Corp. y la mayoría de sus subsidiarias directas e indirectas en ese momento iniciaron procedimientos conforme al Capítulo 11 del Código de Quiebras de los Estados Unidos. Las Entidades con Restricciones de Oncor no eran parte en el procedimiento de quiebra de EFH. El 9 de marzo de 2018, Sempra adquirió el 80.03% de la participación social de Oncor que pertenecía indirectamente a EFH Corp. y a EFIG (Adquisición de





Sempra). Como resultado de la Adquisición de Sempra, EFH Corp. se fusionó con una subsidiaria indirecta de Sempra, con EFH Corp. (renombrada STH) la cual siguió existiendo como la empresa fusionante y una subsidiaria indirecta propiedad absoluta de Sempra. Sempra pagó una contraprestación en efectivo de aproximadamente \$9.45 mil millones de dólares para adquirir el 80.03% indirecto de la participación social en circulación en Oncor que poseían Oncor Holdings y otros activos y pasivos de EFH Corp. no relacionados con Oncor. Además, en una operación independiente, Oncor Holdings adquirió el 0.22% de la participación social en circulación en Oncor de Investment LLC por \$26 millones de dólares en efectivo, lo que representa aproximadamente \$18.60 dólares por participación social. Como resultado, después de la Adquisición de Sempra, Oncor Holdings posee el 80.25% de la participación social en circulación de Oncor y Texas Transmission posee el 19.75% de la participación social de Oncor. En febrero de 2020, Sempra adquirió (a través de STIH) una participación social indirecta del 1% en Texas Transmission.

La Adquisición de Sempra se consumó después de obtener la aprobación del tribunal de quiebras en los Procedimientos de Quiebra de la EFH, la Comisión Federal de Comunicaciones y la PUCT. La aprobación de la PUCT se obtuvo en el Expediente N° 47675, y la resolución definitiva emitida en ese expediente, así como los contratos de sociedad de responsabilidad limitada de Oncor y Oncor Holdings esbozan ciertas medidas de protección, mecanismos de gobierno y restricciones que se aplican después de la Adquisición de Sempra. Como resultado de esas medidas de protección, Sempra no controla a Oncor ni a Oncor Holdings, y las medidas de protección limitan la capacidad de Sempra para dirigir la administración, las políticas y las operaciones de Oncor, incluida la distribución o la enajenación de los activos de Oncor, las declaraciones de dividendos, la planificación estratégica y otras cuestiones y resoluciones de la sociedad importantes. Estas limitaciones incluyen una representación limitada en el consejo de administración de Oncor y Oncor Holdings. Para obtener más información sobre las medidas de protección aplicables después de la Adquisición de Sempra, véase la Nota 1.

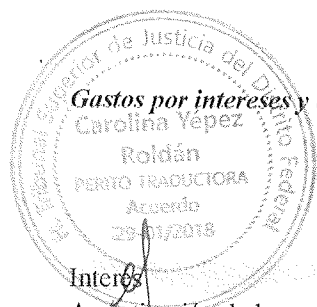
La Resolución de Sempra también contiene ciertos compromisos operativos y financieros, entre los que se incluye que Oncor realizará desembolsos de capital mínimos equivalentes a por lo menos \$7.5 mil millones durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2022 (sujeto a ciertos ajustes).

## 15. INFORMACIÓN FINANCIERA COMPLEMENTARIA

### *Otras deducciones e (ingresos)*

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Honorarios profesionales	\$ 10	\$ 12	\$ 15
Costos relacionados con la Adquisición de Sempra	-	12	-
Costos relacionados con la adquisición InfraREIT	9	-	-
Pensión acreditable y OPEB - gastos no relacionados con el servicio	57	53	31
Pensión no acreditable y OPEB (Nota 10)	4	6	5
Participación social AFUDC	(10)	-	-
Ingresos financieros	(5)	(1)	(6)
Otros	(2)	2	1
Total otras deducciones e (ingresos) - neto	\$ 63	\$ 84	\$ 46

SM TEXTD



### ***Gastos por intereses y cargos relacionados***

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Interés	\$ 382	\$ 358	\$ 351
Amortización de los costos de emisión de deuda y descuentos	9	6	3
Menos AFUDC - porción de intereses capitalizados	(16)	(13)	(12)
Total de gastos por intereses y cargos relacionados	\$ 375	\$ 351	\$ 342

### ***Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar***

Las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar que se muestra en nuestro balance general son los siguientes:

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Cuentas comerciales brutas y otras cuentas por cobrar	\$ 666	\$ 562
Reserva para cuentas incobrables	(5)	(3)
Cuentas por cobrar comerciales - netas	\$ 661	\$ 559

Al 31 de diciembre de 2019, las subsidiarias REP de dos de las mayores contrapartes de Oncor representaban el 15% y el 11% del saldo de cuentas por cobrar comerciales y al 31 de diciembre de 2018 representaban el 13% y el 10% del saldo de cuentas por cobrar comerciales.

En virtud de una norma de la PUCT relacionada con la Certificación de los Proveedores de Electricidad al por menor, las cancelaciones de las cantidades incobrables adeudadas por los REP se difieren como un activo reglamentario.

### ***Inversiones y otros bienes***

Las inversiones y otros bienes que se muestran en nuestro balance general son los siguientes:

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Activos relacionados con los planes de prestaciones para empleados	\$ 119	\$ 108
Terrenos	12	12
Otros	2	-
Total de inversiones y otros bienes	\$ 133	\$ 120

La mayoría de estos activos representan valores de rescate en efectivo de pólizas de seguro de vida que se adquieren para financiar pasivos en virtud de planes de indemnización diferido. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el monto nominal de estas pólizas ascendía a \$172 millones de dólares y \$157 millones de dólares, respectivamente, y los valores netos de rescate en efectivo (determinados mediante una técnica de valuación de Nivel 2) ascendían a \$95 millones de dólares y \$87 millones de dólares al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente. Los cambios en el valor de rescate en efectivo se compensan con las primas pagadas. Los demás activos de inversión para cumplir con los pasivos de indemnización diferidos se registran al valor de mercado.

STEXTO  
S



### **Bienes, Planta y Equipo**

Los bienes, planta y equipo que se muestran en nuestro balance general son las siguientes:

	Tasa de depreciación compuesta/ Promedio de vida al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de	
		2019	2018
Activos en servicio:			
Distribución	2.8% / 35.8 años	\$ 14,007	\$ 13,105
Transmisión	2.9% / 35.0 años	11,094	8,568
Otros activos	6.9% / 14.5 años	1,648	1,497
Total		26,749	23,170
Menos depreciación acumulada		7,986	7,513
Neto de depreciación acumulada		18,763	15,657
Trabajos de construcción en curso		585	417
Conservados para uso futuro		22	16
Bienes, Planta y Equipo – neto		\$ 19,370	\$ 16,090

Los gastos por depreciación como porcentaje del promedio de los bienes sujetos a depreciación se aproximaron al 2.7%, 2.8% y 3.4% para los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

### **Activos intangibles**

Los activos intangibles (distintos del crédito mercantil) que se muestran en nuestro balance general como parte de los bienes, planta y equipo consistieron en lo siguiente:

	al 31 de diciembre de 2019			al 31 de diciembre de 2018		
	Bruto			Bruto		
	Monto en libros	Amortización Acumulada	Neto	Monto en libros	Amortización Acumulada	Neto
Activos intangibles identificables sujetos a amortización						
Servidumbres de tierra	\$ 575	\$ 107	\$ 468	\$ 464	\$ 101	\$ 363
Software capitalizado	933	430	503	787	385	402
Total	\$ 1,508	\$ 537	\$ 971	\$ 1,251	\$ 486	\$ 765

Los gastos de amortización totales de los activos intangibles ascendieron a \$52 millones de dólares, \$50 millones de dólares y \$57 millones de dólares para los años terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019, el promedio ponderado de la vida útil restante de las servidumbres y programas informáticos capitalizados era de 83 y 9 años, respectivamente. El gasto de amortización total estimado para cada uno de los cinco ejercicios fiscales siguientes es el siguiente:



STEXEL MS



Año	Gasto de amortización
2020	\$ 61
2021	61
2022	61
2023	61
2024	60

En nuestro balance general al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, se registraron créditos mercantiles por un total de \$4,628 millones de dólares y \$4,064 millones de dólares. El aumento se debe a la Adquisición de InfraREIT. Ningún crédito mercantil se deduce para fines fiscales. Consulte la Nota 1 sobre la evaluación y las pruebas de deterioro del crédito mercantil.

#### *Prestaciones a los empleados, Arrendamientos por operaciones y otras obligaciones*

Las prestaciones a los empleados, el arrendamiento por operaciones y otras obligaciones que se muestran en nuestro balance general son las siguientes:

	al 31 de diciembre de	
	2019	2018
Planes de jubilación y otras prestaciones para empleados	\$ 1,834	\$ 1,858
Pasivos relacionados con el convenio de participación fiscal con la participación no controladora	112	121
Pasivos de arrendamiento por operaciones (Notes 1 and 8)	66	-
Impuesto acreditable por inversiones	6	8
Otros	74	77
Total Prestaciones a los empleados, arrendamientos por operaciones y otras obligaciones	\$ 2,092	\$ 2,064

#### *Información complementaria sobre el flujo de efectivo*

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Pagos en efectivo relacionados con:			
Interés	\$ 368	\$ 368	\$ 345
Menos intereses capitalizados	(16)	(13)	(12)
Pago de intereses (neto de montos capitalizados)	\$ 352	\$ 355	\$ 333
Impuesto sobre la renta:			
Federales	\$ 65	\$ 68	\$ (95)
Estatales	22	21	20
Pagos totales (reembolsos) de impuestos sobre la renta	\$ 87	\$ 89	\$ (75)
Aumento virtual en la obligación de arrendamientos por operaciones para activos ROU	\$ 38	\$ -	\$ -

CLXELMS

Costos de intercambio de activos virtuales en Sharyland en

2017 \$ - \$ - \$ 383

Actividad de inversión y financiamiento virtual (a):

Adquisición:

Activos adquiridos	\$ 2,547	\$ -	\$ -
Pasivos asumidos	(1,223)	-	-
Pago de efectivo	\$ 1,324	\$ -	\$ -

Gastos de construcción virtual (b)

\$ 278 \$ 174 \$ 129

a) Véase la nota 7 para más información sobre el intercambio de deuda virtual en relación con la Adquisición de InfraREIT.

b) Representa las acumulaciones al final del período.

SM TEXT 10



## 16. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA

### INFORMACIÓN FINANCIERA DE LA EMPRESA MATRIZ ÚNICAMENTE ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC (PARENT CO.)

(millones de dólares)

#### ESTADOS CONDENSADOS DE UTILIDADES INTEGRALES

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Gasto por impuesto sobre la renta	\$ (8)	\$ (24)	\$ (73)
Participación en resultados de subsidiarias	522	437	335
Utilidad neta	514	413	262
Otras utilidades integrales (neto de impuestos (beneficio) de \$4, (\$3) y \$4)	19	(11)	8
Utilidades integrales	\$ 533	\$ 402	\$ 270

#### ESTADOS CONDENSADOS DE FLUJO DE EFECTIVO

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Efectivo proporcionado por las actividades de operación	\$ 246	\$ 149	\$ 171
Efectivo utilizado en actividades financieras - distribuciones pagadas a los socios	(246)	(149)	(171)
Variación neta del efectivo y los equivalentes de efectivo	-	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo - saldo inicial	-	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo - saldo final	\$ -	\$ -	\$ -

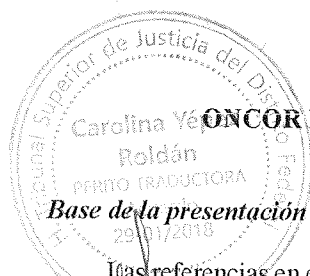
#### BALANCE GENERAL CONDENSADO

	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2018
<b>ASSETS</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ -	\$ -
Impuestos sobre la renta por cobrar del socio – circulante	1	-
Inversiones - no circulantes	8,698	6,851
Impuestos sobre la renta diferidos acumulados	114	101
Total activos	\$ 8,813	\$ 6,952
<b>PASIVOS Y PARTICIPACIÓN SOCIAL</b>		
Impuestos sobre la renta a pagar al socio – circulante	\$ -	\$ 3
Otros pasivos no circulantes y créditos diferidos	112	121
Total pasivos	112	124
Participación social	8,701	6,828
Total pasivos y participación social	\$ 8,813	\$ 6,952

Véase Notas a los Estados Financieros.



CLXELIS



**INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA**  
**ONCOR ELECTRIC DELIVERY HOLDINGS COMPANY LLC (PARENT CO.)**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONDENSADOS**

**Base de la presentación**

Las referencias en este documento a “nosotros”, “nuestro”, “nos” y “la compañía” son a Oncor Holdings (Parent Co.) y/o a sus subsidiarias directas o indirectas, como resulta evidente en el contexto.

El balance general condensado que se adjunta se presenta al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y los estados de resultados condensados y flujos de efectivo condensados se presentan para los años que terminan el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017. Somos una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Delaware que pertenece indirectamente y en su totalidad a Semptra. Al 31 de diciembre de 2019, poseemos el 80.25% de la participación social en Oncor. Se ha omitido cierta información y notas al pie de página que normalmente se incluyen en los estados financieros que se elaboran de acuerdo con los PCGA, de conformidad con las normas de la Comisión de Valores y Bolsa de los Estados Unidos. Dado que los estados financieros condensados no incluyen toda la información y notas a pie de página requeridas por los PCGA, estos deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados y las Notas 1 a 16. Nuestra subsidiaria ha sido contabilizada conforme al método de participación en esta información financiera condensada. Todos los montos en dólares en los estados financieros están expresados en millones de dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique lo contrario.

**Restricciones de distribución**

Si bien no hay restricciones directas a nuestra capacidad de distribuir nuestros ingresos netos que son actualmente importantes, prácticamente todos nuestros ingresos netos se derivan de Oncor. Nuestro consejo de administración y el consejo de administración de Oncor, que se integra por una mayoría de consejeros independientes, pueden retener las distribuciones en la medida en que los consejos de administración determinen que es necesario retener dichas cantidades para cumplir con nuestros requisitos futuros. La PUCT tiene la facultad para determinar qué tipos de deuda y de patrimonio se incluyen en el nivel de endeudamiento de una empresa de servicios públicos. Para efectos de este nivel, la deuda se calcula como deuda a largo plazo, incluidos los arrendamientos capitalizables más las ganancias no realizadas de la deuda readquirida menos los gastos de emisión no amortizados, las primas y las pérdidas de la deuda readquirida. El patrimonio se calcula como participación social determinado de conformidad con los PCGA, excluyendo los efectos de la contabilidad de las adquisiciones de una operación de 2007 y la Adquisición de InfraREIT (que incluyó el registro del crédito mercantil y los ajustes al valor razonable y los subsiguientes deterioros y amortizaciones conexos).

Las distribuciones de Oncor están limitadas por el requisito de mantener su estructura de capital social reglamentaria a un nivel igual o inferior al nivel de endeudamiento asumido que establece periódicamente la PUCT a efectos de la fijación de tasas, que actualmente está fijada en un 57.5% de deuda y un 42.5% de participación. Al 31 de diciembre de 2019, el nivel de capitalización reglamentario de Oncor era de 54.8% de deuda por 45.2% de capital.

Durante los años 2019, 2018 y 2017, el consejo de administración de Oncor declaró las siguientes distribuciones efectivo, mismas que nos pagó:

	Año terminado al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017 (EFH
	(Semptra)	(Semptra)	Corp.)
	(millones de dólares)		
Distribuciones recibidas, posteriormente pagadas como impuestos federales sobre la renta reconocidos como actividades de operación	\$ 10	\$ 18	\$ 19
Distribuciones recibidas, posteriormente pagadas como impuestos federales sobre la renta reconocidos como actividades financieras	246	149	171
Total distribuciones de Oncor	\$ 256	\$ 167	\$ 190

SM TEXT 13

CIUDAD DE MÉXICO

## CERTIFICACIÓN

La suscrita, Lic. Carolina Yépez Roldán, perita traductora INGLÉS ESPAÑOL INGLÉS autorizada por el H. Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad de México, según consta en el *Acuerdo 29-01/2018* emitido por el Consejo de la Judicatura de la Ciudad de México en el Boletín Judicial el día veintitrés de marzo del año dos mil dieciocho ([www.iejdf.gob.mx](http://www.iejdf.gob.mx)) y por el Consejo de la Judicatura Federal, según consta en el *Oficio Número CC/ST/3488/2020* ([www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado\\_peritos\\_PJF\\_2021.PDF](http://www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado_peritos_PJF_2021.PDF)) con el número P. 1177-2021 emitido el día ocho de diciembre del año dos mil veinte, con cédula profesional No. 6755397 expedida por la Dirección General de Profesiones (DGP) de la Secretaría de Educación Pública (SEP) de México declara que tiene dominio de los idiomas español e inglés y CERTIFICA QUE: a su leal saber y entender, la traducción que antecede es una traducción fiel y correcta en 61 fojas útiles del inglés al español del documento original que se acompaña al presente en copia simple, que consta de 58 fojas útiles que tuvo a la vista al momento de elaborar la presente traducción. -----

No. de folio

0641



Ciudad de México

a 15 de abril del 2021

  
Firma  
CAROLINA YÉPEZ ROLDÁN  
Perita traductora

El siguiente documento se acompaña a la traducción:

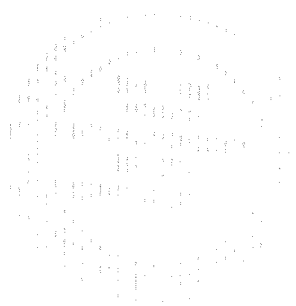
- Estados financieros consolidados de Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC. al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los tres años del período terminado el 31 de diciembre de 2019 e informe de los auditores independientes

7580-7004

55-4135-9254

c.yepezroldan@gmail.com

F01-02/01/2021



SIN TEXTO

# **Informe de los auditores independientes sobre el examen de la información financiera proforma al 31 de diciembre de 2020**

<b>Contenido</b>	<b>Página</b>
Informe de la firma de contadores públicos independientes registrada	1
Estado de resultados consolidado proforma al 31 de diciembre de 2020	2
Notas a los estados consolidados de resultados proforma	3 – 4



## **INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA**

Hemos examinado los ajustes proforma que reflejan la transacción descrita en la Nota 1 y la aplicación de esos ajustes a los montos históricos en el estado de resultados consolidado proforma adjunto por el año terminado el 31 de diciembre de 2020. El estado de resultados consolidado histórico se deriva de los estados financieros históricos de Semptra Energy y subsidiarias (la “Compañía”), que fueron auditados por nosotros y que se encuentran en la Sección VII *Anexos* del Prospecto y Folleto Informativo. Dichos ajustes proforma se basan en los supuestos de la administración descritos en la Nota 2. La administración de la Compañía es responsable de la información financiera proforma. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre la información financiera proforma basada en nuestra examinación.

Nuestra examinación se llevó a cabo de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión de Compañías Públicas (Estados Unidos) (el “PCAOB” por sus siglas en inglés) y, en consecuencia, se incluyeron los procedimientos que consideramos necesarios en las circunstancias. Creemos que nuestro análisis proporciona una base razonable para nuestra opinión.

El objetivo de esta información financiera proforma es mostrar cuáles podrían haber sido los efectos significativos en la información financiera histórica si la transacción hubiera ocurrido en una fecha anterior. Sin embargo, el estado de resultados consolidado proforma no es necesariamente indicativo de los resultados de las operaciones que se habrían obtenido si la transacción antes mencionada hubiera ocurrido antes.

En nuestra opinión, los supuestos de la administración proporcionan una base razonable para presentar los efectos significativos directamente atribuibles a la transacción mencionada anteriormente descrita en la Nota 1, los ajustes proforma relacionados muestran el efecto apropiado a esos supuestos, y la columna proforma refleja la aplicación adecuada de esos ajustes a los montos de los estados financieros históricos en el estado de resultados consolidado proforma para el año terminado el 31 de diciembre de 2020.

*[firma electrónica: /s/]* Deloitte & Touche LLP

San Diego, California  
6 de abril del 2021

**SEMPRA ENERGY**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS PROFORMA**  
**EJERCICIOS POR EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020**  
*(En millones de dólares)*

	Históricos (auditados)	Ajustes Proforma (Nota 1)	Proforma (no auditados)
<b>INGRESOS</b>			
Servicios públicos	\$ 10,025	\$ —	\$ 10,025
Negocios relacionados con la energía	1,345	—	1,345
Ingresos totales	11,370	—	11,370
<b>GASTOS Y OTRA UTILIDAD</b>			
Servicios públicos			
Costo del gas natural	(925)	—	(925)
Costo del combustible eléctrico y energía comprada	(1,187)	—	(1,187)
Costos de ventas de negocios relacionados con la energía	(276)	—	(276)
Operación y mantenimiento	(3,940)	—	(3,940)
Litigio de Aliso Canyon y asuntos regulatorios	(307)	—	(307)
Depreciación y amortización	(1,666)	—	(1,666)
Comisiones por franquicia y otros impuestos	(543)	—	(543)
Pérdidas por deterioro	(1)	—	(1)
Pérdida por la venta de activos	(3)	—	(3)
Otra gasto, neta	(48)	—	(48)
Utilidad por intereses	96	—	96
Gasto por intereses	(1,081)	—	(1,081)
Utilidad de operaciones continuas antes impuestos por utilidad y ganancias de capital	1,489	—	1,489
Gastos por impuestos	(249)	—	(249)
Ganancias de capital	1,015	—	1,015
Utilidad de operaciones continuas, neto de impuestos	2,255	—	2,255
Utilidad por operaciones descontinuadas, neto de impuestos	1,850	(1,850)	—
Utilidad neta	4,105	(1,850)	2,255
Ingresos atribuibles a participaciones no controladoras	(172)	10	(162)
Dividendos preferentes	(168)	—	(168)
Dividendos preferentes de subsidiarias	(1)	—	(1)
Ingresos atribuibles a acciones comunes	\$ 3,764	\$ (1,840)	\$ 1,924

**NOTAS A LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS PROFORMA  
CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020**  
(Cifras en millones de dólares)

**1 – DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN Y SU TRATAMIENTO CONTABLE**

En enero de 2019, nuestro consejo de administración aprobó un plan para vender nuestros negocios sudamericanos. Presentamos estos negocios, que anteriormente constituían el segmento Semptra South American Utilities, y ciertas actividades asociadas a esos negocios como operaciones discontinuas como es requerido en conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América (“U.S. GAAP” por sus siglas en inglés).

En abril de 2020, completamos la venta de nuestra participación accionaria en nuestros negocios peruanos, incluido nuestro 83.6% de participación en Luz del Sur y nuestra participación en Tecsur, a una filial de China Yangtze Power International (Hongkong) Co., Limitado por ingresos en efectivo de \$3,549 millones, netos de costos de operación y ajustado para ajustes posteriores al cierre, y registró una ganancia antes de impuestos de \$2,271 millones (\$1,499 millones después de impuestos).

En junio de 2020, concluimos la venta de nuestras participaciones accionarias en nuestros negocios chilenos, incluido nuestra participación del 100% en Chilquinta Energía y Tecnoled y nuestra participación del 50% en Eletrans a State Grid International Development Limited por ingresos en efectivo de \$2,216 millones, netos de costos de operación y ajustado para ajustes posteriores al cierre y registró una ganancia antes de impuestos de \$628 millones (\$248 millones de dólares después de impuestos).

En el año terminado el 31 de diciembre de 2020, las ganancias antes de impuestos por las ventas de nuestros negocios sudamericanos se incluyen en Utilidades en por Venta de Operaciones Discontinuas en la tabla siguiente y las utilidades después de impuestos se incluyen en Ingresos por Operaciones Discontinuas, Neto del Impuesto sobre la Renta en el Estados de Resultados Consolidado de Semptra Energy.

Los resultados resumidos de las operaciones discontinuas fueron los siguientes:

<b>OPERACIONES DISCONTINUAS</b> (Dólares en millones)	
	Año terminado el 31 de diciembre 2020 <sup>(1)</sup>
Ingresos	\$ 570
Costo de ventas	(364)
Utilidades por venta de operaciones discontinuas	2,899
Gastos de operación	(66)
Intereses y otros	(3)
Utilidades antes de impuestos sobre la renta	3,036
Gasto del impuesto sobre la renta	(1,186)
Ingresos por operaciones discontinuas, neto del impuesto sobre la renta	1,850
Utilidades atribuibles a participaciones no controladoras	(10)
Utilidades por operaciones discontinuas atribuibles a acciones ordinarias	\$ 1,840

(1) Los resultados incluyen actividad hasta la desconsolidación de nuestros negocios peruanos el 24 de abril de 2020 y negocios chilenos el 24 de junio de 2020 y ajustes posteriores al cierre relacionados con las ventas de estos negocios.

## **2 – SUPUESTOS UTILIZADOS PARA LA PREPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA PROFORMA**

Para la preparación de los estados consolidados de resultados proforma se utilizó como base los estados consolidados de resultados por el año terminado el 31 de diciembre del 2020, de la controladora Sempra Energy, dando efecto a los siguientes ajustes:

1. En el caso del estado consolidados de resultados proforma se ajustó la Utilidad por Operaciones Descontinuadas, Neto de Impuestos y los Ingresos Atribuibles a Participaciones No Controladoras por \$1,850 millones y \$10 millones, respectivamente, como si las ventas de nuestras Operaciones Descontinuadas hubieran ocurrido en el año terminado el 31 de diciembre del 2019.
2. No fueron necesarios ajustes en el caso de los balances consolidados al 31 de diciembre de 2020 ya que los balances al fin del año no reflejan balances relacionados con nuestras Operaciones Descontinuadas.

# Principales diferencias entre las Normas Internacionales de Información Financiera y los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América que aplican a Sempra Energy

El propósito de esta carta es resumir las diferencias importantes entre los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América (en adelante, los "U.S. GAAP", por sus siglas en inglés) y las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, "NIIF" o las "IFRS", por sus siglas en inglés) para efectos de cumplir con el Artículo 79, sección II, de las disposiciones generales aplicables a las emisoras de valores y otros participantes del mercado de valores, emitidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (en adelante, la "CNBV", por sus siglas en español).

Los estados financieros consolidados de Sempra Energy, tal como se incluyen en Prospecto y Folleto Preliminar, fueron preparados de conformidad con los U.S. GAAP, y difieren en algunos aspectos de las IFRS.

A continuación, se resumen las principales publicaciones de autoridad sobre las IFRS:

- IFRS
- Normas Internacionales de Contabilidad (en adelante, las "IAS", por sus siglas en inglés)
- Comité Internacional de Interpretación de Informes Financieros (en adelante, el "IFRIC", por sus siglas en inglés)

A continuación, se resumen las principales publicaciones de autoridad sobre los U.S. GAAP:

- Codificación de las normas de contabilidad de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera (en adelante, la "ASC", por sus siglas en inglés)
- Comisión de Valores y Bolsa de los Estados Unidos (en adelante, la "SEC", por sus siglas en inglés) Reglamento S-X

Las principales diferencias entre las IFRS y los U.S. GAAP que aplican a la Compañía se resumen a continuación:

Presentación de estados financieros		
Tema	IFRS (IAS 1)	U.S. GAAP (ASC 205-10, ASC 220-10, ASC 505-10, ASC 810-10) y SEC Reglamento S-X
Estados financieros comparativos	Una entidad debe proporcionar un año de información financiera comparativa.	No existe ningún requisito específico de conformidad con los U.S. GAAP para presentar los estados financieros comparativos. Generalmente, se presenta por lo menos un año de información financiera comparativa. Las empresas que cotizan en

		bolsa están sujetas a las normas y reglamentos de la SEC, que suelen exigir dos años de información financiera comparativa para el estado de resultados y los de evolución de patrimonio neto y de flujos de efectivo.
Clasificación – gastos	Una entidad puede presentar sus gastos ya sea por función o por naturaleza. Se requieren ciertas revelaciones si la entidad va a presentar los gastos por función.	Una entidad puede presentar su estado de resultados en (1) un formato de un sólo paso (todos los gastos se clasifican por función y se deducen de los ingresos totales para obtener los ingresos antes de impuestos), o (2) un formato de varios pasos (los gastos operativos y no operativos se separan antes de presentar los ingresos antes de impuestos).

<b>Presentación de informes por segmentos</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IFRS 8)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 280-10)</b>
Presentación de informes por segmentos	Las entidades están obligadas a identificar los segmentos operativos con base en el “principio medular”, independientemente de la forma de organización utilizada.	Una entidad con una forma de organización matricial debe determinar los segmentos operativos con base en los productos y servicios, más que sobre la de componentes geográficos u otra información.

<b>Estado de flujos de efectivo</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 1 e IAS 7)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 230-10)</b>
Presentación de efectivo restringido	No existen lineamientos específicos sobre si las cantidades descritas generalmente como efectivo con restricciones o equivalentes de efectivo con restricciones deben incluirse en los saldos iniciales y finales de efectivo y equivalentes de efectivo de una entidad, tal como se presentan en el estado de flujos de efectivo. Sin embargo, los montos que generalmente se describen como efectivo con restricciones o equivalentes de efectivo con restricciones no se incluyen en estos saldos del estado de flujos de efectivo, a menos que una entidad clasifique esos montos como efectivo y equivalentes de efectivo de su balance general.	Las cantidades que generalmente se describen como efectivo con restricciones o equivalentes de efectivo con restricciones se deben incluir en los saldos iniciales y finales de efectivo y equivalentes de efectivo de una entidad, tal como se presentan en el estado de flujos de efectivo, independientemente de que se incluyan o no en el efectivo y los equivalentes de efectivo del balance general.
Intereses y dividendos	Una entidad debe optar por políticas	Los intereses pagados y recibidos se deben



pagados y recibidos	<p>contables para presentar (1) los intereses recibidos y (2) los dividendos recibidos como actividades de operación o de inversión.</p> <p>Una entidad debe optar por políticas contables para presentar (1) los intereses pagados y (2) los dividendos pagados como actividades de operación o de financiación.</p> <p>Los flujos de efectivo de los intereses y dividendos recibidos y pagados deben publicarse por separado.</p>	<p>clasificar como actividades operativas.</p> <p>Por lo general, los dividendos recibidos se deben clasificar como actividades operativas porque se consideran rendimientos de la inversión de la entidad.</p> <p>Los dividendos pagados se deben clasificar como actividades de financiación.</p> <p>Los flujos de efectivo de los intereses pagados deben publicarse por separado si se utiliza el método indirecto.</p>
Arrendamientos	<p>El arrendatario debe presentar los pagos relacionados con sus arrendamientos en el estado de flujos de efectivo de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presentar la parte principal del pago como una actividad de financiación.</li> </ul> <p>Presentar la parte de interés del pago como una actividad de financiación o una operativa, dependiendo de la decisión sobre la política contable del arrendatario, de conformidad con la IAS 7.</p>	<p>El arrendatario debe presentar los pagos relacionados con sus arrendamientos en el estado de flujos de efectivo de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Arrendamientos financieros:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presentar la parte principal del pago como una actividad de financiación.</li> <li>• Presentar la parte de interés del pago como una actividad operativa.</li> </ul> </li> <li>• <i>Arrendamientos operativos:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presentar los pagos como una actividad operativa.</li> </ul> </li> </ul>

Consolidación		
Tema	IFRS (IFRS 10, IFRS 12, IFRS 3)	U.S. GAAP (ASC 810-10)
Modelos de consolidación	<p>Existe un único modelo de consolidación que se aplica a todas las entidades. Por lo tanto, el concepto de entidad de interés variable (VIE, por sus siglas en inglés) no existe de conformidad con la IFRS 10.</p> <p>Aunque el concepto de VIE no existe, el modelo de consolidación y la determinación de quién tiene una participación financiera controladora en una entidad de conformidad con la IFRS 10 son similares a los de la ASC 810-10. Por lo general, el análisis de consolidación en cada marco dará lugar a la misma conclusión de consolidación.</p>	<p>Existen dos modelos para determinar cuándo es apropiada la consolidación. Si una entidad informante tiene una participación en una VIE, tal entidad debe aplicar el modelo de consolidación de VIE, que se basa en el poder y la economía, de conformidad con la ASC 810-10. Si una entidad informante tiene una participación en una entidad que no sea VIE, tal entidad debe aplicar el modelo de consolidación basado en el control de los votos (el modelo de entidad con derecho a voto) de conformidad con la ASC 810-10.</p>
Definición de "control" e identificación del beneficiario primario	<p>La consolidación se basa únicamente en el concepto de control de un inversionista sobre una empresa participada. En el párrafo 7 de la IFRS 10 se identifican tres elementos de</p>	<p>La base para consolidar una entidad depende de si es una VIE o una con derecho a voto:</p> <p><i>Modelo de VIE</i> – Una entidad aplica una</p>

	<p>dicho control:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• "Poder sobre la entidad participada".</li> <li>• "Exposición, o derechos, a rendimientos variables por la participación en la entidad participada".</li> <li>• "La capacidad de utilizar su poder sobre la entidad participada para afectar el monto de los rendimientos del inversionista".</li> </ul> <p>El inversionista debe poseer los tres elementos para que se concluya que controla a la entidad participada, y debe considerar todos los hechos y circunstancias al evaluar si tiene control sobre la entidad participada.</p>	<p>evaluación cualitativa basada en poder y la economía para determinar qué entidad que es la beneficiaria primaria de la entidad jurídica y, por lo tanto, debe consolidar a la VIE. El beneficiario primario tiene a la vez tanto (1) el poder de dirigir las actividades de la VIE que mayormente afectan sus desempeño económico, como (2) la obligación de absorber las pérdidas o el derecho a recibir beneficios de la VIE que potencialmente podrían ser importantes para ella.</p> <p><i>Modelo de entidad con derecho a voto</i> – Una entidad usualmente considera los derechos de voto. Por lo general, las condiciones para la consolidación son que (1) la entidad posea una participación mayoritaria con derecho a voto (es decir, más del 50 por ciento de las acciones con derecho a voto), y (2) los accionistas sin participación accionaria mayoritaria no tengan derechos de participación importantes. La ASC 810-10 indica además que la autoridad para controlar otra entidad puede existir en otros contratos o acuerdos fuera de las acciones.</p>
Derechos de voto potenciales	Una entidad considera derechos de voto potenciales como aquellos de los instrumentos convertibles o las opciones.	Por lo general, una entidad no considera los derechos de voto potenciales al determinar el control.
Control de facto	Un inversionista que cuente con menos de la mayoría de los derechos de voto puede seguir teniendo autoridad sobre la entidad participada si sus derechos de voto le dan "la capacidad práctica de dirigir las actividades pertinentes de forma unilateral" (referirse al párrafo B41 de la IFRS 10). Esta circunstancia puede darse cuando la participación del inversionista en los derechos de voto sea significativamente mayor en relación con el tamaño y la dispersión de las participaciones de otros inversionistas.	El concepto de control de facto no existe.
Requisitos de presentación para determinadas entidades consolidadas	Los requisitos de presentación para las entidades con fines especiales no se abordan específicamente.	De conformidad con el modelo de VIE, el beneficiario primario de una VIE debe presentar por separado en la carátula del balance general (1) los activos de la VIE consolidada que sólo pueden utilizarse para saldar sus obligaciones, y (2) los pasivos de la VIE consolidada para los cuales los acreedores no pueden recurrir al crédito general del beneficiario primario.
Diferencias en las políticas	En la consolidación, la IFRS 10 exige que las	En la consolidación, las políticas contables de

contables	políticas contables de una empresa matriz y sus subsidiarias se ajusten a "la utilización de políticas contables uniformes para operaciones similares y otros eventos en circunstancias similares".	una empresa matriz y sus subsidiarias deben ajustarse en los estados financieros consolidados de la matriz, a menos que se puedan justificar las diferencias entre las políticas.
-----------	---	---

<b>Inversiones en deuda y valores de capital</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IFRS 9)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 320, ASC 321, ASC 326)</b>
Deterioro – valores de deuda	<p>Las pérdidas por deterioro de los valores de deuda contabilizados al costo amortizado o al valor justo a través de otra utilidad integral (FVTOCI, por sus siglas en inglés) deben reconocerse inmediatamente con base en las pérdidas de crédito previstas.</p> <p>Dependiendo del riesgo crediticio del activo financiero al inicio y de los cambios en el riesgo crediticio desde el principio, así como de la aplicabilidad de determinados recursos prácticos, la medición de la pérdida por deterioro será diferente. La pérdida por deterioro se medirá ya sea como (1) la pérdida de crédito de 12 meses o (2) la pérdida de crédito prevista para toda la vida.</p> <p>Además, en el caso de activos financieros cuyo crédito ha sufrido un deterioro en el momento del reconocimiento, la pérdida por deterioro se basará en los cambios acumulados en las pérdidas crediticias previstas a lo largo de la vida desde el reconocimiento inicial.</p>	<p>El reconocimiento de las pérdidas de crédito en los valores de deuda mantenidos hasta el vencimiento (HTM, por sus siglas en inglés) difiere del de los valores de deuda disponibles para la venta (AFS, por sus siglas en inglés).</p> <p><i>Valores de deuda HTM</i> – Una estimación de las pérdidas crediticias esperadas actuales debe reconocerse como una reserva (un contra activo) inmediatamente después de su adquisición, y ajustarse al final de cada período de presentación de informes subsecuente. No existe un límite específico para el reconocimiento de un deterioro. Las pérdidas crediticias esperadas deben (1) reflejar las pérdidas esperadas a lo largo de la vida contractual del activo, y (2) considerar la experiencia de pérdidas históricas, las condiciones actuales y los pronósticos razonables y soportables. La reserva para pérdidas crediticias puede medirse utilizando diversos métodos. No es necesario utilizar el modelo de flujo de efectivo descontado.</p> <p><i>Valores de deuda AFS</i> – Se debe reconocer una provisión para pérdidas crediticias cuando el valor actual de los flujos de efectivo que se espera cobrar del valor de deuda es inferior a la base de costo amortizado del valor. La provisión para pérdidas crediticias está limitada por la diferencia entre el valor justo del valor de deuda y su base de costo amortizado.</p>

### **Inversiones – Método de participación y asociaciones en participación**

<b>Tema</b>	<b>IFRS (IFRS 11, IFRS 3, IAS 28)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 323, ASC 808)</b>
Medición posterior – deterioro	Una entidad debe comprobar el deterioro de una inversión comparando su valor recuperable (la cantidad que resulte mayor entre su valor de uso y su valor justo menos los costos de venta) con su importe en libros, siempre que haya indicios de algún deterioro. Las pérdidas por deterioro deben revertirse en un período subsecuente en la medida en que aumente la cantidad recuperable de la asociación relacionada o conjunta.	La entidad debe registrar el deterioro o las pérdidas de valor de una inversión que representen una disminución no temporal. Una reducción del valor justo actual de una inversión por debajo de su valor contable puede indicar una pérdida de valor de la inversión. Las pérdidas por deterioro no pueden revertirse en períodos subsecuentes.
Medición subsecuente – diferencias en políticas contables	Una entidad debe hacer ajustes a los estados financieros de una asociación en participación para conformar las políticas contables de la misma con las del inversionista.	Una entidad no está obligada a hacer ajustes a los estados financieros cuando un inversionista y su asociación en participación tienen políticas contables diferentes. Sin embargo, el inversionista tiene la opción de ajustar las políticas contables de la asociación en participación a las del inversionista.

<b>Inventarios</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 2)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 330)</b>
Métodos de costo (fórmulas de costo)	El método de primeras entradas, primeras salidas (FIFO, por sus siglas en inglés) y el costo promedio ponderado son métodos de contabilidad aceptables para la determinación del costo del inventario. El método de últimas entradas, primeras salidas (LIFO, por sus siglas en inglés) no está permitido. El método de identificación específico se requiere para aquellas partidas del inventario que no se intercambian normalmente, y para los bienes o servicios producidos y segregados para proyectos específicos.	FIFO, LIFO, costo promedio ponderado e identificación específica son métodos contables aceptables para determinar el costo del inventario.
Congruencia de los métodos de costo (fórmulas de costo)	Debe aplicarse el mismo método de costo a todos los inventarios que tengan una naturaleza y uso similares a los de la entidad.	No existe un requisito similar de conformidad con los U.S. GAAP.

<b>Inmuebles, planta y equipo</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 16, IAS 23,</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 360, ASC 835-20)</b>

	IAS 40)	
Costos de préstamos – activos calificados	Los activos calificados excluyen las inversiones del método de participación. Los costos por préstamos para la financiación de actividades de construcción en vehículos contabilizados por el método de la participación no se pueden capitalizar porque las inversiones en empresas relacionadas son activos financieros.	Los activos calificados de conformidad con los U.S. GAAP incluyen: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los activos que se construyen o producen para uso propio de la entidad.</li> <li>• Los activos destinados a la venta o el arrendamiento y que se construyen o producen como proyectos discretos (por ejemplo, un edificio o una embarcación).</li> <li>• Las inversiones contabilizadas de conformidad con el método de participación mientras la participada tiene actividades en curso necesarias para iniciar sus operaciones principales previstas, siempre que las actividades de la participada incluyan el uso de fondos para adquirir activos calificados para sus operaciones.</li> </ul>
Depreciación por componentes	<p>Una partida de inmuebles, planta y equipo (PP&amp;E, por sus siglas en inglés) que consta de varios componentes que tienen vidas útiles diferentes (o pautas de consumo, si procede) debe depreciarse por separado.</p> <p>Los bienes de inversión que están sujetos a revaluación a través de las ganancias y pérdidas no necesitan desglosarse en componentes o depreciarse por separado.</p> <p>La depreciación compuesta no es un método aceptable.</p>	La depreciación por componentes no es necesaria, pero se considera aceptable. El uso de una unidad de cuenta de nivel superior es aceptable, incluyendo el uso de la depreciación compuesta, que es común en ciertas industrias, como las de servicios públicos y ferrocarriles. De conformidad con el enfoque compuesto, por lo general no se reconoce ninguna ganancia o pérdida en el momento de la enajenación o la retirada de una partida de P&E; en cambio, el valor contable neto se compensa con la depreciación acumulada. Por lo general, la depreciación de un activo que consta de varios componentes se calcula utilizando una tasa de depreciación combinada.

Deterioro de activos		
Tema	IFRS (IAS 36)	U.S. GAAP (ASC 350, ASC 360)
Deterioro – PP&E y activos intangibles de vida finita	<p>Si existen indicadores de deterioro, una entidad adopta un enfoque de un solo paso para calcular el deterioro de una unidad generadora de efectivo (CGU, por sus siglas en inglés):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El importe por el cual el valor en libros del activo o la CGU supera el importe recuperable se registra como una pérdida por deterioro. La</li> </ul>	<p>Si existen indicadores de deterioro, la entidad adopta un enfoque en dos etapas para calcular el deterioro de un activo o grupo de activos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El valor en libros se compara con la suma de los futuros flujos de efectivo no descontados. Si el valor en libros no es recuperable, se calcula una pérdida por deterioro con base en la etapa 2.</li> <li>2. La cantidad por la cual el valor en libros</li> </ol>

	<p>cantidad recuperable por deterioro (ya sea de PP&amp;E, intangibles o crédito mercantil) se define como la que resulte mayor de las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El valor justo menos los costos de venta del activo o la CGU.</li> <li>• La suma de los flujos de efectivo futuros descontados, incluyendo el valor de enajenación (también denominado valor de uso).</li> </ul>	excede el valor justo se registra como una pérdida por deterioro.
Deterioro – crédito mercantil	<p>La entidad realiza una prueba de un paso al menos una vez al año para comparar el valor en libros de la CGU, incluyendo el crédito mercantil, con el valor recuperable para llegar a la pérdida por deterioro.</p> <p>La pérdida por deterioro reduce en primer lugar el crédito mercantil a cero, y si hay alguna pérdida por deterioro adicional, la entidad generalmente la asigna a cada activo de la CGU a prorrata.</p>	<p>Al menos cada año, la entidad debe realizar una prueba de deterioro del crédito mercantil. Puede realizar una prueba de paso 0 utilizando factores cualitativos para evaluar el deterioro del crédito mercantil (es decir, determinar si es más probable que el valor justo de la unidad informante exceda su valor en libros).</p> <p>Si no se realiza la prueba del paso 0 o es más probable que el valor justo de la unidad informante sea inferior a su valor en libros, la entidad realiza una prueba de deterioro de un paso comparando el valor en libros con el valor justo. Si el valor justo es inferior al valor en libros, la entidad registra la diferencia como una pérdida por deterioro.</p>

<b>Prestaciones para los trabajadores</b>		
<b>Tema</b>	<b>IFRS (IAS 19, IFRIC® Interpretación 14)</b>	<b>U.S. GAAP (ASC 420, ASC 710, ASC 712, ASC 715)</b>
Prestaciones a largo plazo después del empleo	Las prestaciones a largo plazo después del empleo se miden en valor actual de conformidad con un método simplificado de contabilidad similar al que se suele utilizar para medir las prestaciones después del empleo según los U.S. GAAP. De acuerdo con este método, las revaluaciones no se reconocen en otra utilidad integral (OCI, por sus siglas en inglés).	Las prestaciones después del empleo que no tienen que ver con la jubilación se suelen medir con base en el valor actual. Muchas otras prestaciones a largo plazo para los trabajadores que se describen en las IFRS no se abordan en los lineamientos de los U.S. GAAP en materia de compensación.
Reconocimiento de los activos de prestaciones pagadas por anticipado	Un activo neto de prestaciones definidas está sujeto a una prueba de "límite máximo" que restringe su medición a lo que resulte menor de los siguientes valores: (1) el superávit del plan de prestaciones definidas, y (2) el valor actual de cualquier prestación económica disponible en forma de reembolsos del plan o	No hay ninguna limitación en cuanto al monto del activo neto de pensiones que puede reconocerse en el balance general.



	reducciones de las contribuciones futuras al plan.	
Requisitos mínimos de financiación	En la medida en que las aportaciones pagaderas no estén disponibles después de su pago al plan, la entidad debe reconocer un pasivo cuando se produzca la aportación.	La entidad no está obligada a reconocer un pasivo por los requisitos mínimos de financiación.
Reconocimiento del costo de servicios pasados	El costo de servicios pasados (equivalente al "costo de servicios anteriores") se reconoce inmediatamente en los resultados de pérdidas o ganancias.	El costo de los servicios anteriores se reconoce inicialmente en la OCI y luego se amortiza en los ingresos durante los períodos de servicio restantes de los participantes en el plan (o la esperanza de vida si todos o casi todos los participantes están inactivos).
Rendimiento previsto de los activos del plan y método del interés neto	La entidad debe utilizar el método del interés neto para reconocer los intereses sobre un pasivo o activo neto por prestaciones definidas, lo que da lugar a un costo o ingreso por concepto de intereses netos dependiendo de si el plan tiene un déficit o un superávit.	El rendimiento previsto de los activos del plan es un componente del costo neto de las prestaciones periódicas. En el caso de un plan financiado, esta diferencia a menudo dará lugar a un menor costo de prestaciones periódicas de conformidad con los U.S. GAAP que según las IFRS, porque la tasa de rendimiento prevista de los activos del plan normalmente sería superior a la tasa de descuento.
Reconocimiento de las ganancias y pérdidas actuariales	La entidad debe reconocer inmediatamente todas las ganancias y pérdidas actuariales en la OCI. Esas cantidades no se reciclan en las ganancias o pérdidas de períodos futuros.	La entidad puede optar por una política contable para (1) reconocer las ganancias y pérdidas actuariales en la OCI y luego amortizarlas en el estado de resultados en períodos subsecuentes, o (2) reconocer inmediatamente todas esas ganancias y pérdidas a través del estado de resultados.
Contabilización de las reducciones de los planes de prestaciones definidas	<p><i>Reconocimiento</i> – Una ganancia o pérdida por reducción se reconoce en los ingresos netos cuando se produce el evento que causa la reducción.</p> <p><i>Medición</i> – Una ganancia o pérdida por reducción se calcula como el cambio en el valor actual de la obligación por prestaciones definidas que resulta de la reducción (ignorando el efecto del límite máximo de activos si el plan de prestaciones definidas se encuentra en una posición de superávit).</p> <p>Si la reducción del plan da lugar a una modificación del efecto del límite máximo de los activos, dicha modificación se reconoce en la OCI.</p>	<p><i>Reconocimiento</i> – Una ganancia por reducción se reconoce en los ingresos netos cuando se da por terminada la relación laboral con los trabajadores correspondientes o la entidad adopta el cambio del plan en cuestión, mientras que una pérdida por reducción se reconoce en los ingresos netos cuando la pérdida es probable.</p> <p><i>Medición</i> – Una ganancia o pérdida por reducción está compuesta por una parte del costo o crédito neto por servicios anteriores no amortizados, cualquier obligación de transición neta restante y el cambio en la obligación por prestaciones que exceda cualquier ganancia o pérdida actuarial compensatoria no amortizada.</p>
Contabilización de las	<i>Reconocimiento</i> – Una ganancia o pérdida	<i>Reconocimiento</i> – Una ganancia o pérdida

liquidaciones de los planes de prestaciones definidas	<p>por liquidación se reconoce en los ingresos netos cuando se produce la liquidación.</p> <p><i>Medición</i> – Una ganancia o pérdida por liquidación se calcula como la diferencia entre el precio de liquidación y el valor actual (es decir, la valuación actuarial) de la obligación liquidada (sin tener en cuenta el efecto del límite máximo de los activos si el plan definido se encuentra en una posición de superávit).</p> <p>Si la liquidación del plan da lugar a un cambio en el efecto del límite máximo de los activos, dicho cambio se reconoce en la OCI.</p>	<p>por liquidación se reconoce en los ingresos netos cuando se produce el evento que libera la obligación de prestaciones de pensión.</p> <p><i>Medición</i> – Una ganancia o pérdida por liquidación se calcula como la ganancia o pérdida netas que queda en otros ingresos integrales acumulados (AOIC, por sus siglas en inglés).</p>
Subsidiaria cuyos empleados participan en los planes de pensión de la entidad matriz	Una subsidiaria cuyos empleados participan en el plan de pensiones de prestaciones definidas de la entidad matriz contabilizaría el costo de las prestaciones definidas en los estados financieros separados de la subsidiaria con base en el (1) acuerdo contractual con la matriz, o (2) la contribución pagadera si no existe ningún acuerdo.	Una subsidiaria cuyos empleados participan en el plan de pensiones de la entidad matriz normalmente contabilizaría el plan como uno multi-patrón (es decir, un plan de contribución definida) en los estados financieros separados de la subsidiaria.

Contingencias		
Tema	IFRS (IAS 37)	U.S. GAAP (ASC 450, ASC 410, ASC 420)
Reconocimiento de pérdidas/provisiones contingentes	<p>Una de las condiciones para el reconocimiento de una provisión (como pasivo) es que debe ser probable que se requiera una salida de recursos para liquidar la obligación. Por "probable" se entiende "alta probabilidad" (es decir, más del 50% de probabilidad).</p> <p>Es posible que un mayor número de contingencias califiquen para su reconocimiento como pasivo en virtud de las IFRS que de los U.S. GAAP.</p>	Una de las condiciones para la acumulación de pérdidas es que debe ser probable que (1) un activo se haya deteriorado, o (2) se haya incurrido en un pasivo. Por "probable" se entiende "muy alta probabilidad" (es decir, generalmente más del 70% de probabilidad), que es un límite más alto que el de "alta probabilidad" (es decir, más del 50% de probabilidad).
Medición inicial – rango de estimaciones	Cuando existe un rango de posibles resultados y cada punto es tan probable que ocurra como los otros, se debe utilizar el punto medio del rango para la medición inicial.	<p>La entidad debe hacer referencia a los U.S. GAAP aplicables para obligaciones específicas (por ejemplo, retiro de activos, medio ambiente, reestructuración) según sea necesario para determinar la medición.</p> <p>Cuando existe un rango de posibles resultados y cada punto es tan probable que ocurra como los demás, se utiliza el extremo</p>

		inferior del rango para medir la contingencia.
Descuento	La contingencia de pérdida debe ser el valor actual del costo necesario para liquidar la obligación, descontado mediante la utilización de una tasa de descuento antes de impuestos que refleje tanto (1) el valor temporal del dinero como (2) los riesgos específicos del pasivo. El descuento es necesario incluso si el momento de las salidas no es fijo o determinable.	En general, no es necesario descontar las contingencias de pérdidas. Sin embargo, en el caso de ciertas obligaciones para las que el momento y las cantidades de las salidas son fijos o determinables de manera confiable (por ejemplo, las obligaciones de retiro de activos), se utiliza una tasa ajustada al riesgo para descontar la obligación.

### Modificaciones y extinciones de deuda

Tema	IFRS (IFRS 9)	U.S. GAAP (ASC 470-50, ASC 470-60)
Costos de terceros	Los costos de terceros se (1) incluyen en la ganancia o pérdida por extinción si se aplica la contabilidad de extinción, y se (2) amortizan a lo largo del plazo del nuevo instrumento de deuda si no se aplica la contabilidad de extinción.	Los costos de terceros se (1) amortizan durante el plazo del nuevo instrumento de deuda si se aplica la contabilidad de extinción, y (2) se contabilizan como gastos cuando se incurren si no se aplica la contabilidad de extinción.

### Reconocimiento de ingresos

Tema	IFRS (IFRS 15)	U.S. GAAP (ASC 606)
El límite de cobrabilidad de los contratos (paso 1 – calificación de un contrato para el reconocimiento de ingresos)	La IFRS 15 establece un límite de cobrabilidad <i>probable</i> , lo que significa que el cobro tiene "alta probabilidad". En la práctica, "alta probabilidad" se refiere al más del 50% de probabilidad.	La ASC 606 establece un límite de cobrabilidad <i>probable</i> , lo que significa que el cobro tiene "muy alta probabilidad". En la práctica, "probable" se interpreta como un porcentaje más alto (por ejemplo, el 70% o más) que el establecido en las IFRS.
Presentación de los impuestos sobre las ventas (y otros similares)	La IFRS 15 no proporciona una opción de política contable. Se le exige a una entidad que identifique si tiene la responsabilidad principal de pagar los impuestos o si sólo actúa como agente de cobro. Si es el principal deudor, debe incluir esos impuestos en el precio de la transacción.	La ASC 606 proporciona una elección de política contable que permite a una entidad excluir todos los impuestos sobre las ventas (y otros similares) de la medición del precio de la transacción.

### Impuesto sobre la renta

Tema	IFRS (IAS 12, Interpretación IFRIC 23)	U.S. GAAP (ASC 740)
Excepción de reconocimiento inicial	Se aplica la <i>exención de “reconocimiento inicial”</i> . No se reconoce el impuesto diferido para las diferencias temporales gravables o deducibles que surgen a partir del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una operación que: (1) no es una combinación de negocios y (2) no afecta a la utilidad contable o gravable cuando ocurra una operación. Cambios en este impuesto diferido acreedor (DTL, por sus siglas en inglés) o en el impuesto diferido activo (DTA, por sus siglas en inglés) no reconocidos no se reconocen posteriormente.	No hay ninguna excepción de “reconocimiento inicial”.
Reconocimiento de los DTA	El DTA se reconoce en la cantidad en la que es probable (generalmente interpretado en el sentido de alta probabilidad) que el DTA se realice en una base neta (es decir, el DTA se anota, y no se registra una reserva).	Los DTA se reconocen íntegramente y se reducen con una reserva de valuación si es muy probable que no se realicen algunos de los DTA o todos.
Posiciones tributarias inciertas	<p>La Interpretación CINIIF 23 aclara la forma en que la incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto sobre la renta debe reconocerse y medirse conforme a la NIC 12.</p> <p>Si una entidad concluye que es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento tributario incierto (incluido el mérito técnico del tratamiento y las cantidades incluidas en la declaración de impuestos), el reconocimiento y la medición coinciden con las posiciones que se aplican en las declaraciones de impuestos. Sin embargo, si la entidad concluye que <i>no</i> es probable que la autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal tal como se ha presentado, la entidad debe reflejar la incertidumbre al utilizar: (1) la cantidad más probable o (2) el valor previsto. La palabra “probable” se define como “muy probable que ocurra”.</p>	La ASC 740 dispone un enfoque de reconocimiento y medición en dos etapas en el que una entidad calcula el monto del beneficio fiscal a reconocer en los estados financieros mediante: (1) la evaluación sobre si es muy probable que una posición tributaria se conserve una vez que se realice la revisión y (2) la medición de una posición tributaria que alcance el límite de reconocimiento alta probabilidad para determinar el monto del beneficio a reconocer. La posición tributaria se mide con la mayor cantidad de beneficio cuya probabilidad sea mayor al 50 por ciento de realizarse al momento de la liquidación.
Activos o pasivos virtuales extranjeros cuya moneda funcional no es la moneda local	No hay ninguna orientación sobre esta cuestión en la NIC 12. El impuesto diferido se reconoce con base en las diferencias resultantes de las variaciones de los tipos de cambio y la indización de base para efectos de la presentación de informes sobre el	No se reconoce ningún impuesto diferido con base en las diferencias de base resultantes de: (1) las variaciones de los tipos de cambio (es decir, la diferencia entre el valor en libros a efectos de la presentación de informes financieros, que se determina utilizando el

	impuesto sobre la renta.	tipo de cambio histórico, y la base impositiva, que se determina utilizando el tipo de cambio en la fecha del balance general) o (2) la indización de base para efectos de la presentación de informes sobre el impuesto sobre la renta.
Cambios subsecuentes en los impuestos diferidos (por ejemplo, por motivos de cambios en las leyes en materia fiscal, las tasas, la situación o la reserva para valuaciones)	La NIC 12 exige que el gasto por impuesto sobre la renta se reconozca de la misma manera en que se registró originalmente el activo o el pasivo. Es decir, si los impuestos diferidos se registraron originalmente de forma independiente a las utilidades o pérdidas (por ejemplo, en el patrimonio), los cambios posteriores en el saldo inicial deben registrarse de la misma manera (es decir, se permite la práctica de medir las pérdidas y ganancias después de impuestos que se informaron en años anteriores).	Los cambios posteriores en los impuestos diferidos se asignan por lo general a las operaciones continuas con limitadas excepciones (es decir, el medir las pérdidas y ganancias después de impuestos que se informaron en años anteriores por lo general se prohíbe independientemente de si el gasto por impuesto relacionado se reconoció originalmente de forma independiente a las operaciones continuas [por ejemplo, en el patrimonio]).

Derivados y Cobertura de riesgo		
Tema	IFRS (IFRS 9, IAS 32)	U.S. GAAP (ASC 815)
“Derivado” — definición	<p>Para que un instrumento se ajuste a la definición de un derivado, se deben cumplir las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Su valor cambia en respuesta a un instrumento subyacente objeto de cobertura (por ejemplo, un tipo de interés especificado, el precio de un producto básico, el tipo de divisa, la calificación crediticia, etc., siempre que en el caso de una variable no financiera la variable no sea específica de una parte del contrato).</li> <li>• No requiere ninguna o inversión inicial neta o solo una inversión mínima.</li> <li>• Se liquida en una fecha futura.</li> </ul> <p>Aunque la definición de un derivado según las normas de las NIIF no incluye una característica de liquidación neta, los contratos de compra o venta de productos no financieros se actualizan en la NIIF 9 sólo si las mismas pueden liquidarse en forma neta.</p>	<p>Para que un instrumento se ajuste a la definición de un derivado, se deben cumplir las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se conforma por “uno o más instrumentos subyacente objeto de cobertura” y “[u]no o más montos teóricos o disposiciones de pago o ambos” (ASC 815-10).</li> <li>• No requiere ninguna o inversión inicial neta o solo una inversión mínima.</li> <li>• Requiere o permite la liquidación neta (es decir, mediante condiciones contractuales o por medios independientes al contrato), o prevé la entrega de un activo fácilmente convertible en efectivo</li> </ul>
Derivados — alcance	Si bien tanto las Normas de las NIIF como los GAAP de los Estados Unidos prevén	La excepción del ámbito de las compras y ventas normales para los contratos de compra

	<p>excepciones de alcance para determinados contratos de compra o venta de productos no financieros que se comprarán, venderán o utilizarán en el curso normal de los negocios, en virtud de las normas de las NIIF, la excepción de alcance de uso propio para los contratos que reúnan los requisitos no es optativa y no exige que una entidad registre la designación de un contrato como de “uso propio”.</p>	<p>o venta de productos no financieros que reúnan los requisitos necesarios es optativa y requiere que se registre la designación.</p>
<p>Contrato sobre el capital propio de una entidad - disposiciones de liquidación de efectivo neto</p>	<p>Se excluye la clasificación de participación patrimonial. A diferencia de los GAAP de los Estados Unidos, las normas de las NIIF no contienen lineamientos detallados sobre la forma de evaluar si se puede exigir a una entidad que liquide en efectivo neto un contrato que especifique la liquidación de acciones.</p>	<p>La clasificación de participación patrimonial no se excluye si la entidad no puede ser obligada a liquidar el contrato en efectivo neto. Existe un lineamiento detallado sobre la forma de evaluar si una entidad puede liquidar en acciones (por ejemplo, si la entidad tiene suficientes acciones autorizadas y no emitidas disponibles para liquidar el contrato).</p>
<p>Contrato sobre el capital propio de una entidad - disposiciones de liquidación de acciones netas</p>	<p>Se excluye la clasificación de la participación patrimonial</p>	<p>La clasificación de participación patrimonial no se excluye si no se puede obligar a la entidad a liquidar el contrato en efectivo neto</p>
<p>Contrato sobre el capital propio de una entidad - alternativas de liquidación</p>	<p>Se excluye la clasificación de participación patrimonial (a menos que todas las alternativas de liquidación coincidan con la clasificación de participación patrimonial).</p>	<p>La clasificación de participación patrimonial no se excluye si no se puede obligar a la entidad a liquidar el contrato en efectivo neto.</p>
<p>Contabilidad para coberturas - evaluación de la eficacia de la cobertura</p>	<p>Se prohíbe a una entidad utilizar el método abreviado, el método de coincidencia de términos críticos y el método de valor terminal</p>	<p>En algunas situaciones, se permite a una entidad utilizar el método abreviado, el método de coincidencia de términos críticos y el método de valor terminal.</p>
<p>Contabilidad para coberturas - método para evaluar la eficacia de la cobertura</p>	<p>Las normas de las NIIF no especifican un método para evaluar la eficacia de la cobertura. Se exige a las entidades que realicen evaluaciones cualitativas o cuantitativas continuas (como mínimo en cada fecha de presentación de informes).</p>	<p>Por lo general, se exige a las entidades que realicen una evaluación prospectiva cuantitativa inicial de la eficacia de la cobertura (salvo que se aplique el método abreviado). Sin embargo, si se cumplen determinados criterios, las entidades pueden elegir realizar posteriormente evaluaciones cualitativas prospectivas y retrospectivas de la eficacia, salvo que cambien los hechos y las circunstancias.</p> <p>Por lo general, se exige a las entidades que realicen una evaluación prospectiva cuantitativa inicial de la eficacia de la cobertura (a menos que se aplique el método abreviado). Sin embargo, si se cumplen determinados criterios, las entidades pueden</p>



		elegir realizar posteriormente evaluaciones cualitativas prospectivas y retrospectivas de la eficacia, salvo que cambien los hechos y las circunstancias.
Contabilidad para coberturas - ajuste de base	Si una operación prevista objeto de cobertura da lugar al reconocimiento de un activo o pasivo no financiero, o si se convierte en un compromiso en firme al que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable, las cantidades que se incluyeron en la reserva de cobertura del flujo de efectivo se eliminan y se incluyen directamente en el costo inicial u otro valor en libros del activo o pasivo correspondiente	No se permiten los ajustes de base de las cantidades efectivas realizadas que se relacionan con las coberturas de flujo de efectivo. En su lugar, las cantidades en AOCI (Otras utilidades integrales acumuladas) deben reclasificarse en utilidades en el mismo o los mismos períodos en que la operación prevista sujeta a cobertura que afecta a las utilidades (ASC 815-30-35-38).
Contabilidad para cobertura - Ineficacia de la cobertura	La entidad debe reconocer y medir la ineficacia de la cobertura (distinta de la que resulta d las coberturas del flujo de efectivo acumulado) en cada período de presentación de informes.	La entidad no reconoce la ineficacia de la cobertura en cada período de presentación de informes

Mediciones a valor razonable		
Tema	IFRS (IFRS 13)	U.S. GAAP (ASC 820-10)
El NAV (Valor de activo Neto) es un recurso práctico	No se proporciona el NAV práctico para las inversiones en sociedades de inversión.	Una entidad con una inversión en una sociedad de inversiones puede optar por utilizar, como medida del valor razonable en circunstancias específicas, el NAV que se informa sin ajuste.

Asuntos sobre divisas		
Tema	IFRS (IAS 21, IAS 29)	U.S. GAAP (ASC 830)
Reconocimiento de impuestos diferidos por las diferencias temporales relacionadas con los activos y pasivos no virtuales por las variaciones del tipo de cambio	Se reconoce un impuesto diferido por las diferencias temporales que se producen por las variaciones del tipo de cambio de los activos y pasivos virtuales cuando se vuelve a medir la cantidad en moneda local a la moneda funcional.	No se reconoce ningún impuesto diferido por las diferencias temporales que se produzcan por las variaciones del tipo de cambio de los activos y pasivos virtuales cuando la cantidad en moneda local se vuelve a medir a la moneda funcional

Identificar lo que se califica como una enajenación parcial que puede dar lugar a una reclasificación o retribución del ajuste por conversión acumulable (CTA, por sus siglas en inglés)	<p>Las normas de las NIIF no distinguen entre las enajenaciones parciales de inversiones <i>en</i> una operación extranjera y las que se realizan <i>dentro</i> de la misma.</p> <p>En consecuencia, una entidad puede elegir como política contable el enfoque de reducción proporcional o el enfoque de reducción absoluta y, si procede, puede elegir cómo se aplica el enfoque de reducción absoluta.</p>	<p>Solo los cambios en la participación social de una empresa matriz (participación social en una entidad extranjera) pueden tratarse como enajenaciones parciales que dan lugar a una reclasificación o reatribución de CTA.</p> <p>En consecuencia, la venta o liquidación de los activos netos dentro de una entidad extranjera no resultaría en una liberación o reatribución de CTA (salvo que resulte en una liquidación completa o sustancialmente completa de la entidad extranjera)</p>
Impacto del CTA en la medición de las pérdidas por deterioro de las sociedades participadas extranjeras para su enajenación	<p>No se permite a una entidad incluir el CTA que se relaciona con el valor en libros de una inversión en una operación extranjera que se está evaluando para determinar su deterioro.</p> <p>Véanse los párrafos BC37 y BC38 de la NIIF 5, que abordan más a fondo esta cuestión.</p>	<p>En determinadas circunstancias, se exige a una entidad que incluya el CTA conexas en el valor en libros de una inversión en una entidad extranjera que se esté evaluando para determinar su deterioro.</p>

Combinación de negocios		
Tema	IFRS (IFRS 3, IFRS 15, IFRS 16, IAS 37)	U.S. GAAP (ASC 805, ASC 450, ASC 842)
Método de contabilidad en la compra de otra empresa ( <i>pushdown</i> )	No existe un lineamiento autorizado sobre si las entidades adquiridas pueden aplicar el método de contabilidad en la compra de otra empresa ( <i>pushdown</i> ) en sus estados financieros separados. En la práctica, las personas que elaboran las NIIF en todo el mundo no aplican la Método de contabilidad en la compra de otra empresa ( <i>pushdown</i> ) para excluir los estados financieros.	Las entidades adquiridas tienen la opción de aplicar el método de contabilidad en la compra de otra empresa ( <i>pushdown</i> ) en sus estados financieros separados.
Arrendamientos por operaciones en una combinación de negocios (después de la aplicación del ASC 842)	Si la adquirida es una arrendadora, las condiciones favorables o desfavorables del Arrendamientos por operaciones, en relación con las condiciones o precios actuales del mercado, se incluyen en la medición del valor razonable del activo arrendado. No se reconoce ningún activo o pasivo intangible separado.	Si la adquirida es una arrendadora, se reconoce un activo o pasivo intangible independiente al activo arrendado si las condiciones del arrendamiento son favorables o desfavorables, respectivamente, en relación con las condiciones o precios actuales del mercado.
Definición de un negocio - prueba de concentración	Las normas NIIF proporcionan una prueba de concentración opcional que permite a una entidad determinar si un conjunto no es un negocio.	Una entidad debe determinar si prácticamente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos (o enajenados) se concentra en un solo activo identificable o en un grupo de activos identificables similares. Si se alcanza ese límite, o “pantalla”, el conjunto no es un

		negocio.
Definición de un negocio - proceso sustantivo	Un contrato adquirido debe considerarse un proceso sustantivo, incluso si el conjunto no tiene productos, si da acceso a una fuerza de trabajo ensamblada que realiza un proceso crítico que la entidad controla.	Un contrato adquirido (por ejemplo, un acuerdo de subcontratación) no puede proporcionar un proceso sustantivo si el conjunto no tiene productos.
Ajustes del período de medición	El adquirente debe reconocer los ajustes de los montos provisionales identificados durante el período de medición en forma retrospectiva como si la contabilización de la combinación de negocios se hubiera completado en la fecha de adquisición	El adquirente debe reconocer los ajustes de las cantidades provisionales identificadas durante el período de medición en el período de presentación de informes en el que se determinan los ajustes en lugar de hacerlo retrospectivamente

Arrendamientos		
Tema	IFRS (IFRS 16)	U.S. GAAP (ASC 842)
Clasificación del arrendamiento	<p><i>Arrendatario</i> - Solo existe un modelo contable único para los arrendamientos (es decir, todos los arrendamientos son efectivamente equivalentes a los arrendamientos financieros de conformidad con la ASC 842), por lo que la clasificación de los arrendamientos es innecesaria.</p> <p><i>Arrendador</i> - Un arrendador debe realizar una evaluación de la clasificación del arrendamiento a partir de la fecha de inicio. Un arrendamiento se clasifica como arrendamiento financiero si transfiere prácticamente todos los riesgos y recompensas relacionados con la propiedad; de lo contrario, se clasifica como Arrendamientos por operaciones. Esta determinación no se basa en el cumplimiento de ningún criterio. Sin embargo, entre los ejemplos de situaciones que, individualmente o en combinación, indicarían un arrendamiento financiero se incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>El arrendamiento transfiere la propiedad del activo subyacente.</li> </ul>	<p><i>Arrendatario</i> - Hay dos modelos de contabilidad para los arrendamientos, y el modelo establecerá la pauta de reconocimiento de los gastos asociados al arrendamiento. Por lo tanto, el arrendatario debe realizar una evaluación de la clasificación del arrendamiento a partir de la fecha de inicio. De conformidad con la norma ASC 842-10-25-2, un arrendatario debe clasificar un arrendamiento como arrendamiento financiero si se cumple cualquiera de los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>“El arrendamiento transfiere la titularidad del activo subyacente”.</li> <li>“El arrendamiento concede... una opción de compra del activo subyacente que el arrendatario está razonablemente seguro de ejercer”.</li> <li>“El plazo de arrendamiento es para la mayor parte de la vida económica restante del activo subyacente”.</li> <li>“El valor actual de la cantidad de los pagos de arrendamiento y cualquier valor residual garantizado por el arrendatario ... es igual o superior a la totalidad del valor razonable del activo subyacente”.</li> <li>“El activo subyacente es de naturaleza tan especializada que se espera que no tenga</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>El arrendamiento otorga una opción de compra del activo subyacente que el arrendatario está razonablemente seguro de ejercer.</li> <li>El plazo del arrendamiento es para la mayor parte de la vida económica restante del activo subyacente</li> <li>El valor actual de los pagos de arrendamiento aumenta prácticamente por lo menos todo el valor razonable del activo subyacente.</li> <li>El activo subyacente es de naturaleza especializada y no tiene un uso alternativo al del arrendador.</li> </ul> <p>Otras situaciones en las que un arrendamiento podría ser un arrendamiento financiero incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>El arrendatario asume las pérdidas del arrendador por la cancelación anticipada.</li> <li>Las ganancias o pérdidas relacionadas con el activo al final del arrendamiento se acumulan para el arrendatario.</li> <li>El arrendatario puede renovar el contrato de arrendamiento por un arrendamiento a una tasa prácticamente inferior a la del mercado.</li> </ul>	<p>un uso alternativo para el arrendador”.</p> <p>Si no se cumple ninguno de estos criterios, el arrendamiento se clasificaría como Arrendamientos por operaciones</p> <p><i>Arrendador</i> - Un arrendador debe realizar una evaluación de clasificación de arrendamiento a partir de la fecha de inicio. Los criterios que rigen cuando un arrendador debe clasificar un arrendamiento como un arrendamiento de tipo venta son los mismos que rigen cuando un arrendatario debe clasificar un arrendamiento como un arrendamiento financiero. Por lo tanto, si se aplica cualquiera de los criterios señalados anteriormente, el arrendador clasificaría el arrendamiento como un arrendamiento de tipo venta.</p> <p>Si no se cumple ninguno de esos criterios, el arrendador clasificaría el arrendamiento como un arrendamiento financiero directo de conformidad con la norma 842-10-25-3 de la CSA si: (1) la suma de los pagos de arrendamiento y cualquier garantía de terceros del valor residual “es igual o superior a la totalidad del valor razonable del activo subyacente” y (2) “[e]s probable que el arrendador cobre los pagos de arrendamiento más cualquier cantidad necesaria para cumplir con una garantía de valor residual”. De lo contrario, el arrendamiento se clasificaría como arrendamiento operativo.</p>
Contabilización posterior del arrendatario para el activo ROU (Activos con Derecho de Uso) y los gastos de arrendamiento	Se utiliza un modelo de contabilidad único. El activo ROU se amortiza generalmente de forma lineal. Esta amortización, cuando se combina con los intereses del pasivo de arrendamiento, da lugar a un perfil de gastos anticipados. Es decir, el modelo contable de arrendatario único de la NIIF 16 es similar al de un arrendamiento financiero según la ASC 842. Los gastos por intereses del pasivo por arrendamiento y la amortización del activo del rendimiento del capital invertido se presentan por separado en el estado de resultados	<p>La contabilidad depende de la clasificación del arrendamiento:</p> <p><i>Arrendamientos financieros</i> - El activo ROU se amortiza generalmente de forma lineal. Esta amortización, cuando se combina con los intereses del pasivo de arrendamiento, da como resultado un perfil de gastos anticipados. El interés y la amortización se presentan por separado en el estado de resultados.</p> <p><i>Arrendamientos por operaciones</i> - Los gastos de arrendamiento generalmente resultan en un perfil de gastos de forma lineal que se presenta como una sola línea en el</p>

		<p>estado de resultados. Dado que los intereses del pasivo de arrendamiento generalmente disminuyen a lo largo del plazo de arrendamiento, la amortización del activo del rendimiento del capital invertido aumenta a lo largo del plazo de arrendamiento para proporcionar un perfil de gastos constante.</p>
Contabilidad del arrendador	<p><i>Modelo básico</i> - El modelo conserva sustancialmente el enfoque de medición del arrendador de la NIC 17 para los arrendamientos operativos y financieros.</p> <p>El beneficio de la venta de un arrendamiento financiero se reconoce al inicio del arrendamiento.</p> <p>Separación de los componentes de arrendamiento y no arrendamiento - No existe un recurso práctico similar.</p> <p><i>Impuesto sobre las ventas y los costos del arrendador</i> - No existe un recurso práctico similar. Además, no hay disposiciones similares relacionadas con los costos del arrendador pagados directamente a un tercero por un arrendatario.</p> <p><i>Valor razonable del activo subyacente</i> - No se ha hecho una modificación similar a la definición de valor razonable.</p>	<p><i>Modelo básico</i> - El modelo conserva sustancialmente el enfoque de medición del arrendador en el ASC 840 para los arrendamientos operativos, de financiación directos y de tipo venta.</p> <p>El beneficio de la venta de un contrato de arrendamiento de tipo venta se reconoce al inicio del arrendamiento. El beneficio de la venta de un arrendamiento financiero directo, si lo hay, se aplaza y se reconoce como ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento.</p> <p><i>Separación de los componentes de arrendamiento y no arrendamiento</i> - La ASC 842-10-15-42A ofrece a los arrendadores un recurso práctico en virtud del cual pueden optar por no separar los componentes de arrendamiento y no arrendamiento cuando se cumplen ciertas condiciones.</p> <p><i>Impuesto sobre las ventas y costos del arrendador</i> - La ASC 842-10-15-39A ofrece a los arrendadores un recurso práctico para presentar los impuestos sobre las ventas cobrados a los arrendatarios en una base neta. Además, los costos del arrendador pagados directamente a un tercero por un arrendatario deben excluirse de los pagos variables.</p> <p><i>Valor razonable del activo subyacente</i> - La ASC 842-30-55-17A modifica la definición de valor razonable para los arrendadores que no son fabricantes o comerciantes de tal manera que el valor razonable del activo subyacente es su costo, a menos que se haya producido un lapso de tiempo significativo.</p>
Reevaluación de los pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa	<p>El arrendatario vuelve a evaluar los pagos variables basados en un índice o tasa siempre que se produzca un cambio en el flujo de efectivo contractual (por ejemplo, los pagos de arrendamiento se ajustan en función de un cambio en el índice de precios al consumidor) o cuando se vuelve a medir la obligación de arrendamiento por otras razones.</p>	<p>El arrendatario vuelve a evaluar los pagos variables basados en un índice o tasa únicamente cuando la obligación de arrendamiento se vuelve a medir por otras razones (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento o una modificación).</p>

Incremento de la tasa pasiva del arrendatario	La tasa pasiva de incremento del arrendatario es la tasa que un arrendatario pagaría por solicitar un préstamo durante un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo con un valor similar al del activo ROU en un entorno económico similar.	La tasa pasiva de incremento del arrendatario es la tasa que éste pagaría por solicitar un préstamo, con carácter de garantía y durante un plazo similar, una cantidad igual a los pagos de arrendamiento en un entorno económico similar.
---	---	--

Contabilidad de las operaciones reglamentadas		
Tema	IFRS (IFRS 14)	U.S. GAAP (ASC 980)
Alcance	<p>La NIIF 14 permite a una entidad que aplica por primera vez las NIIF seguir contabilizando, con algunos cambios limitados, los “saldos de la cuenta de aplazamiento reglamentaria” de conformidad con sus GAAP anteriores, tanto en la aplicación inicial de las NIIF como en los estados financieros posteriores.</p> <p>Los saldos de las cuentas de aplazamiento reglamentarias, y sus movimientos, se presentan por separado en el estado de la situación financiera y en el estado de las ganancias o pérdidas y otras utilidades integrales, y se requiere la presentación de información específica.</p>	<p>El lineamiento que se menciona en la norma ASC 980, Operaciones reguladas, se aplica a los estados financieros externos para fines generales de una entidad que tiene operaciones reguladas que cumplen todos los criterios siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Las tarifas de la entidad para los servicios o productos reglamentados que se proporcionan a sus clientes se determinan o están sujetas a la aprobación de una autoridad independiente o de su propio consejo de administración, facultado por ley o por contrato para establecer tarifas que vinculen a los clientes.</li> <li>Las tasas reglamentadas están diseñadas para recuperar los costos de la entidad específica al proporcionar los servicios o productos reglamentados. Este criterio está diseñado por objeto aplicarse al fondo de la reglamentación, más que a su forma. Si las tasas reguladas de una entidad se basan en los costos de un grupo de entidades y la entidad es tan grande en relación con el grupo de entidades que sus costos son, en esencia, los costos del grupo, la reglamentación cumpliría este criterio para esa entidad.</li> <li>En vista de la solicitud de los servicios o productos reglamentados y del nivel de competencia, directa e indirecta, es razonable suponer que las tarifas fijadas a niveles que permitan recuperar los costos de la entidad pueden cobrarse y cobrarse a los clientes.</li> </ol>



		<p>La reglamentación de las tarifas o precios de una entidad se basa a veces en los costos de la entidad. Las autoridades utilizan diversos mecanismos para estimar los costos permisibles de una entidad regulada, y permiten a la entidad cobrar tarifas que tienen por objeto producir ingresos aproximadamente iguales a esos costos permisibles. Los gastos específicos que se permiten para fines de fijación de tarifas dan lugar a ingresos aproximadamente iguales a los gastos. En la mayoría de los casos, los costos permisibles se utilizan como medio para estimar los costos del período durante el cual las tasas estarán en vigor, y no hay ninguna intención de permitir la recuperación de costos específicos anteriores. El proceso es una forma de fijar precios, los resultados del proceso se informan en los estados financieros para fines generales de conformidad con los mismos principios contables que utilizan las entidades no reglamentadas.</p> <p>Las autoridades a veces incluyen los costos en los costos permitidos en un período distinto del período en que los costos serían cargados a los gastos por una entidad no reglamentada. En el caso de la entidad reglamentada, ese procedimiento puede hacer cualquiera de las siguientes opciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Crear activos (movimientos de entradas de efectivo futuras que resultarán del proceso de fijación de tarifas)</li> <li>b. Reducir los activos (movimientos de entradas de efectivo futuras que resultarán del proceso de fijación de tarifas)</li> <li>c. Crear pasivos (movimientos de salidas de efectivo futuras que resultarán del proceso de fijación de tarifas).</li> </ul> <p>Para la presentación de informes financieros con fines generales, un gasto realizado para el que un regulador permite la recuperación en un período futuro se contabiliza como un gasto realizado que es reembolsable en virtud de un contrato del tipo de reembolso de gastos.</p> <p>Los requisitos de contabilidad que no estén directamente relacionados con los efectos económicos de las acciones de las tasas pueden imponerse a las empresas reglamentadas por órdenes de las autoridades</p>
--	--	--

		<p>y, ocasionalmente, por resoluciones judiciales o leyes.</p> <p>Esto no significa necesariamente que esos requisitos contables cumplan con los GAAP de los Estados Unidos. A menos que una orden contable indique el modo, un costo se manejará con fines de fijación de tarifas, no causa efectos económicos que justifiquen una desviación de los GAAP de los Estados Unidos aplicables a las entidades comerciales en general.</p>
Activos normativos	Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar.	<p>Las acciones tarifarias de una autoridad pueden proporcionar una garantía razonable de la existencia de un activo. Una entidad capitalizará la totalidad o parte de un costo en el que se incurra que de otro modo se cargaría a los gastos si se cumplen los dos criterios siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Es probable (según la definición de la CSA 450) que los ingresos futuros por un monto, al menos igual al costo capitalizado, resulten de la inclusión de ese costo en los costos permitidos para efectos de la fijación de tarifas.</li> <li>Con base en las pruebas disponibles, los ingresos futuros se proporcionarán para permitir la recuperación de los gastos realizados anteriormente en lugar de proporcionar los niveles previstos de gastos futuros similares. Si los ingresos se proporcionan mediante una cláusula de ajuste automático de la tasa, este criterio requiere que la intención de la autoridad sea claramente la de permitir la recuperación del costo previamente incurrido.</li> </ol>
Pasivos normativos	Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar.	<p>Las acciones tarifarias de una autoridad pueden imponer un pasivo a una entidad reglamentada. Esas responsabilidades suelen ser obligaciones para los clientes de la entidad. A continuación, se indican las formas habituales en que se pueden imponer pasivos y la contabilidad resultante:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Una autoridad puede exigir el reembolso a los clientes. Los reembolsos se pueden hacer a los clientes que pagaron las cantidades que se reembolsan. Sin embargo, los reembolsos suelen hacer a los clientes actuales al reducir los cargos actuales. Los reembolsos que cumplan con los criterios de acumulación de contingencias por pérdidas (véase el</li> </ol>

		<p>párrafo 450-20-25-2) se registrarán como pasivos y como reducciones de ingresos o como gastos de la entidad regulada.</p> <p>b. Una autoridad puede proporcionar las tasas actuales con el objeto de recuperar los costos que se prevé incurrir en el futuro, en el entendido de que, si no se incurre en esos costos, las tasas futuras se reducirán en las cantidades correspondientes. Si las tasas actuales tienen por objeto recuperar esos costos y la autoridad exige que la entidad siga contabilizando las cantidades cobradas de conformidad con esas tasas y que aún no se hayan gastado para el fin previsto, la entidad no reconocerá como ingresos las cantidades cobradas conforme a esas tasas. El mecanismo habitual que utilizan las autoridades con este fin es exigir a la entidad regulada que registre el costo previsto como un pasivo en sus registros contables reglamentarios. Esas cantidades se reconocerán como pasivo y se imputarán a los ingresos únicamente cuando se incurra en los costos relacionados (Para información sobre el lineamiento relacionado en materia de aplicación, véase el párrafo 980-405-55-1).</p> <p>c. Una autoridad puede exigir que se conceda a los clientes una ganancia u otra reducción de los costos netos permisibles en períodos futuros. Eso se lograría, para los efectos de la fijación de tasas, mediante la amortización de las utilidades u otra reducción de los costos netos permisibles en esos períodos futuros y la reducción de las tasas para reducir los ingresos en aproximadamente el monto de la amortización. Si una ganancia u otra reducción de los costos netos permisibles se va a amortizar en períodos futuros para efectos de la fijación de tasas, la entidad reglamentada no reconocerá esa ganancia u otra reducción de los costos netos permisibles en los ingresos del período en curso. En cambio, lo registrará como un pasivo por las futuras reducciones de los cargos a los clientes que se espera que resulten.</p>
Costo de remoción	Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar. La NIC 37 es aplicable para la contabilización de las provisiones.	Muchas entidades reglamentadas por tasas prevén actualmente en sus estados financieros los gastos relacionados con el retiro de ciertos activos de larga duración y

		<p>recuperan esas cantidades en tasas que se cargan a sus clientes. Algunos de esos costos son el resultado de obligaciones de retiro de activos dentro del alcance de la ASC 410-20; otros son el resultado de costos que no están dentro del alcance de ese Subtema. Las cantidades que se cobran a los clientes por los costos relacionados con el retiro de activos de larga duración pueden diferir de los costos del período reconocidos de conformidad con ese subtema y, por lo tanto, pueden dar lugar a una diferencia en el momento del reconocimiento de los costos del período a efectos de la presentación de informes financieros y la fijación de tarifas. Puede existir una diferencia temporal adicional de reconocimiento cuando los costos relacionados con el retiro de activos de larga duración se incluyen en las cantidades que se cargan a los clientes, pero el pasivo no se reconoce en los estados financieros. Si se cumplen los requisitos de este Tema, una entidad reglamentada también reconocerá un activo o pasivo reglamentario por las diferencias en el momento del reconocimiento de los costos del período que se relacionan con las obligaciones de retiro de activos para la presentación de informes financieros de conformidad con ese Subtema y con fines de fijación de tasas.</p>
Previsión de fondos usados durante la construcción (AFUDC)	Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar. Los costos de los préstamos se contabilizan conforme a la NIC 23.	En algunos casos, el órgano normativo exige a una entidad sujeta a su autoridad que capitalice, como parte del costo de la planta y el equipo, el costo de la financiación de la construcción, que se financia en parte con préstamos y en parte con capital social. Este costo de financiamiento de la construcción se denomina previsión de fondos utilizados durante la construcción.
Programas de ingresos alternativos	Las NIIF no proporcionan una orientación similar. Los ingresos se contabilizan conforme a la NIIF 15	Por lo general, las empresas de servicios públicos reglamentadas cuyas tarifas se determinan en función del costo del servicio facturan a sus clientes aplicando al uso tarifas básicas aprobadas (diseñadas para recuperar los costos permitidos de la empresa de servicios públicos, incluido el rendimiento de la inversión de los accionistas). Algunos organismos reguladores de servicios públicos también han autorizado el uso de programas de ingresos adicionales y alternativos. Los principales programas de ingresos alternativos que se utilizan en la actualidad

		<p>pueden dividirse generalmente en dos categorías, el tipo A y el tipo B.</p> <p>Los programas de tipo A ajustan la facturación por los efectos de las anomalías meteorológicas o de factores externos amplios o para compensar la utilidad de las iniciativas de administración de la demanda (por ejemplo, planes de no crecimiento y esfuerzos de conservación similares).</p> <p>Los programas de tipo B prevén facturaciones adicionales (premios de incentivo) si la empresa de servicios públicos alcanza ciertos objetivos, como la reducción de los costos, el logro de metas específicas o la mejora demostrable del servicio al cliente. Ambos tipos de programas permiten a la empresa de servicios públicos ajustar las tarifas en el futuro (normalmente como un recargo aplicado a las facturaciones futuras) en respuesta a actividades pasadas o eventos terminados</p>
Impuesto sobre la renta	Las NIIF no proporcionan una orientación similar. Los impuestos sobre las ganancias se contabilizan de conformidad con la NIC 12.	<p>En el caso de las entidades reglamentadas que cumplan los criterios de aplicación del párrafo 980-10-15-2, este Subtema específicamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Prohíbe la contabilidad y la presentación de informes netos de impuestos.</li> <li>b. Requiere el reconocimiento de un impuesto diferido acreedor para los beneficios fiscales que se transfieren a los clientes cuando se originan las diferencias temporales y para el componente de capital de la reserva de fondos utilizados durante la construcción.</li> <li>c. Requiere el ajuste de un impuesto diferido acreedor o de un impuesto diferido activo por un cambio promulgado en las leyes o tasas tributarias.</li> </ul>
Prestaciones de pensión	Las NIIF no proporcionan una orientación similar. Las prestaciones de pensiones se contabilizan de conformidad con la NIC 19.	Este Subtema requiere que la diferencia entre el costo neto de las pensiones periódicas, tal como se define en el Subtema 715-30, y los montos del costo de las pensiones considerados a los efectos de la fijación de tasas se reconozcan como un activo o un pasivo creado por las acciones del organismo normativo. Esas acciones del organismo normativo modifican el momento del reconocimiento del costo neto de las pensiones como un gasto; no afectan de otro

		modo los requisitos de ese Subtema.
Otras obligaciones en materia de prestaciones posteriores a la jubilación	Las NIIF no proporcionan una orientación similar. Otras prestaciones posteriores a la jubilación se contabilizan de conformidad con la NIC 19	<p>En el caso de un plan de prestaciones posteriores a la jubilación continuas, una entidad regulada por tasas reconocerá un activo normativo por la diferencia entre los costos del subtema 715-60 y otros costos de prestaciones posteriores a la jubilación incluidos en las tasas de la entidad si ésta hace ambas cosas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Determina que es probable que los ingresos futuros por un monto al menos igual al costo diferido (activo normativo) se recuperen en tasas.</li> <li>b. Cumple con todos los siguientes criterios: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El organismo normativo de la entidad regulada por las tasas ha emitido una orden de tasas o una declaración de política o una orden genérica aplicable a las entidades dentro de la jurisdicción del organismo normativo que permite tanto el aplazamiento de los costos del subtema 715-60 como la posterior inclusión de esos costos diferidos en las tasas de la entidad.</li> <li>2. Los costos anuales del Subtema 715-60 (incluida la amortización de la obligación de transición) se incluirán en las tasas en un plazo aproximado de cinco años a partir de la fecha en que se aplique ese Subtema. El cambio a la contabilidad en valores devengados completos puede presentarse por etapas, pero el período de aplazamiento de las cantidades adicionales no excederá de aproximadamente cinco años.</li> <li>3. El período de recuperación combinado por aplazamiento autorizado por el organismo normativo para el activo normativo no excederá un aproximado de 20 años a partir de la fecha en que se aplique el subtema 715-60. En la medida en que el organismo normativo imponga un período de</li> </ol> </li> </ol>



		<p>recuperación diferida para los costos previstos en el subtema 715-60 superior a aproximadamente 20 años, no se reconocerá como activo normativo ningún monto proporcional de esos costos que no sea recuperable en un plazo aproximado de 20 años.</p> <p>4. El aumento porcentual de las tasas previstas en el plan de recuperación reglamentario para cada año futuro no será mayor que el aumento porcentual de las tasas previstas en el plan para cada año inmediatamente anterior. Este criterio es similar al requerido para los planes de introducción gradual en el párrafo 980-340-25-3(d). La recuperación del activo normativo en las tasas en un esquema lineal cumpliría este criterio.</p>
--	--	--

## Anexo H

### Medidas Financieras No Conforme a U.S. GAAP

Sempra Energy prepara sus Estados Financieros Consolidados de conformidad con U.S. GAAP. Sin embargo, las Utilidades Ajustadas Pro Forma son una medida financiera no conforme a U.S. GAAP, que excluye ciertos supuestos de las Utilidades (pérdidas) atribuibles a las acciones comunes y asume una participación de 100% en IEnova. El equipo de la administración de Sempra Energy puede utilizar las Utilidades Ajustadas Pro Forma internamente para realizar planeación financiera, para analizar desempeño y para reportar resultados al Consejo de Administración. Sempra Energy también puede utilizar las Utilidades Ajustadas Pro Forma al comunicar a inversionistas y analistas resultados financieros y las perspectivas de sus utilidades. Dada la naturaleza y/o significado de los elementos excluidos y de las asunciones, la administración considera que esta medida financiera no conforme a U.S. GAAP brinda una comparación significativa del comportamiento de las operaciones de negocios para periodos previos y futuros.

Las medidas financieras no conforme a U.S. GAAP constituyen información complementaria que deberá ser considerada en adición a, y no en sustitución de, o superior a, la información preparada de conformidad con U.S. GAAP. Sempra Energy advierte a los inversionistas que la información financiera no conforme a U.S. GAAP, por su propia naturaleza, se aparta de las convenciones contables tradicionales. Por lo tanto, su uso puede hacer difícil comparar los resultados actuales con los resultados de otros periodos reportados y con los resultados de otras compañías.

La siguiente tabla presentación una reconciliación de las Utilidades Ajustadas Pro Forma a Utilidades (Pérdidas) atribuibles a las acciones comunes, la cual Sempra Energy considera que es la medida financiera más directamente comparable que se calcula conforme a U.S. GAAP, por los Ejercicio Terminado el 31 de diciembre de 2020.

#### Ejercicio Terminado el 31 de diciembre de 2020

#### Utilidades Ajustadas Pro Forma (No auditadas)

En millones de dólares

	SDG&E	SoCalGas	Sempra Texas Utilities	Empresas de Servicios Públicos en los EE.UU.A. <sup>(1)</sup>	Sempra México <sup>(2)</sup>	Sempra LNG	Infraestructura en Norteamérica <sup>(3)</sup>	Controladora & Otros	Operaciones Descontinuadas	Sempra Energy Consolidado
Utilidades (Pérdidas) Atribuibles a Acciones Comunes de Sempra Energy conforme a U.S. GAAP .....	\$ 824	\$ 504	\$ 579	\$ 1,907	\$ 259	\$ 320	\$ 579	\$ (562)	\$ 1,840	\$ 3,764
Utilidades Atribuibles a NCI en IEnova .....	—	—	—	—	165	—	165	—	—	165
Excluye Controladora & Otros y Operaciones Descontinuadas .....	—	—	—	—	—	—	—	562	(1,840)	(1,278)
Utilidades Ajustadas Pro Forma de Sempra Energy <sup>(4)</sup> ....	<u>\$ 824</u>	<u>\$ 504</u>	<u>\$ 579</u>	<u>\$ 1,907</u>	<u>\$ 424</u>	<u>\$ 320</u>	<u>\$ 744</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ 2,651</u>

Conjunto de Negocios	Servicios Públicos en EE.UU.A. <sup>(1)</sup>	Midstream & Energía <sup>(5)</sup>	LNG <sup>(6)</sup>	Controladora & Otros	Operaciones Descontinuadas	Sempra Energy Consolidado
Porcentaje de Utilidades (Pérdidas) Atribuibles a Acciones Comunes de Sempra Energy conforme a U.S. GAAP .....	51%	7%	8%	(15)%	49%	100%
Porcentaje de las Utilidades Ajustadas Pro Forma de Sempra Energy (excluyendo Controladora & Otros y Operaciones Descontinuadas y asumiendo una participación de 100% en IEnova) .....	72%	16%	12%			100%

**Ejercicio Terminado el 31 de diciembre de 2020**

<b>Combinación Geográfica</b>	<b>EE.UU.A.<sup>(7)</sup></b>	<b>México<sup>(2)</sup></b>	<b>Sudamérica<sup>(8)</sup></b>	<b>Sempra Energy Consolidado</b>
Porcentaje de las Utilidades (Pérdidas) Atribuibles a Acciones Comunes de Sempra Energy conforme a U.S. GAAP .....	<b>44%</b>	<b>7%</b>	<b>49%</b>	<b>100%</b>
Porcentaje de las Utilidades Ajustadas Pro Forma de Sempra Energy (excluyendo Controladora & Otros y Operaciones Descontinuadas y asumiendo una participación de 100% en IEnova) .....	<b>84%</b>	<b>16%</b>		<b>100%</b>

<sup>(1)</sup> Representa los segmentos de SDG&E, SoCalGas y Sempra Texas Utilities de Sempra Energy.

<sup>(2)</sup> El segmento de Sempra México de Sempra Energy se integra principalmente por IEnova, así como por ciertas compañías tenedoras de acciones y actividades de administración de riesgos.

<sup>(3)</sup> Representa los segmentos de Sempra México y Sempra LNG de Sempra Energy.

<sup>(4)</sup> Las Utilidades Ajustadas Pro Forma de Sempra Energy ajustan la Utilidades (Pérdidas) de Sempra Energy conforme a U.S. GAAP Atribuibles a las Acciones Comunes para asumir una participación de 100% en IEnova y para excluir Controladora & Otros y Operaciones Descontinuadas.

<sup>(5)</sup> Representa los segmentos de Gas, Energía y Almacenamiento de IEnova.

<sup>(6)</sup> Representa el segmento de Sempra LNG de Sempra Energy.

<sup>(7)</sup> Representa los segmentos de SDG&E, SoCalGas, Sempra Texas Utilities y Sempra LNG de Sempra Energy, así como Controladora & Otros.

<sup>(8)</sup> Representa Operaciones Descontinuadas de Sempra Energy compuestas por el negocio anterior de Sempra Energy en Sudamérica y ciertas actividades relacionadas con dichos negocios.

21 de abril de 2021

**Comisión Nacional Bancaria y de Valores**  
Vicepresidencia de Supervisión Bursátil  
Dirección General de Emisiones Bursátiles  
Av. Insurgentes Sur 1971, Torre Norte, Planta Baja  
Col. Guadalupe Inn, Alcaldía Álvaro Obregón  
C.P. 01020, Ciudad de México, México.

White & Case, s.c.  
Abogados  
Torre del Bosque – PH  
Bld. Manuel Ávila Camacho #24  
Col. Lomas de Chapultepec  
11000 Ciudad de México, Mexico  
T +52 55 5540 9600

[whitecase.com](http://whitecase.com)

Hacemos referencia a la solicitud de autorización presentada por Sempra Energy (“Sempra Energy” o el “Oferente”) con fecha 1º de diciembre de 2020, ante esa Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la “Comisión”) para, entre otros: (i) llevar a cabo una oferta pública de adquisición de hasta 433,242,720 (cuatrocientas treinta y tres millones doscientas cuarenta y dos mil setecientos veinte) acciones ordinarias, nominativas, serie única, sin valor nominal, de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V., que representan aproximadamente 29.8% (veintinueve punto ocho por ciento) del total de sus 1,452,281,032 (mil cuatrocientas cincuenta y dos millones doscientas ochenta y un mil treinta y dos) acciones, y suscripción recíproca por acciones comunes representativas del capital social del Oferente (las “Acciones de Intercambio”) (la “Oferta”), y (ii) la inscripción de 750,000,000 acciones comunes en el Registro Nacional de Valores (“RNV”), que es el número total de acciones comunes que Sempra Energy tiene autorizado emitir bajo su escritura constitutiva modificada y re-expresada (*amended and restated articles of incorporation*) vigente, dentro de las cuales se incluyen las 13,993,739 (Trece millones novecientos noventa y tres mil setecientos treinta y nueve) Acciones de Intercambio (la “Solicitud de Autorización”).

La presente opinión se expide para efectos de dar cumplimiento a lo previsto en los artículos 85, fracción IV y 87, fracción II, de la Ley del Mercado de Valores (“LMV”), así como en el artículo 4, fracción VI, de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003 (tal y como las mismas han sido modificadas a la fecha, las “Disposiciones de Emisoras”).

Los términos que se usan con mayúscula inicial que no se encuentren definidos en la presente, tendrán el significado que se les atribuye en la Solicitud de Autorización.

Para efectos de la presente opinión, hemos revisado exclusivamente los siguientes documentos y disposiciones legales:

A. La Solicitud de Autorización;

Comisión Nacional Bancaria y de Valores

- B. La Opinión legal emitida por White &Case, LLP, como asesor legal independiente del Oferente bajo las leyes del Estado de California de los Estados Unidos de América (la “Opinión Legal en Derecho Extranjero”);
- C. El Cuadro Comparativo de los derechos de los accionistas que se acompaña a la presente opinión como **Anexo “A”** (el “Cuadro Comparativo”);
- D. La LMV;<sup>1</sup> y
- E. La Ley General de Sociedades Mercantiles (“LGSM”)<sup>2</sup>.

Hemos asumido, sin haber realizado investigación independiente alguna o verificación de cualquier tipo:

- I. Que la información proporcionada por White &Case, LLP en el Cuadro Comparativo, respecto de las disposiciones legales y estatutarias aplicables al Oferente, que se incluye bajo la columna denominada “*Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Sempra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales*” es cierta, correcta y aplicable a la fecha de su emisión y continúa siendo cierta, correcta y aplicable a esta fecha.
- II. Que la información, asunciones, opiniones, salvedades y limitaciones que se establecen en la Opinión Legal en Derecho Extranjero son ciertas, correctas y aplicables a la fecha de su emisión y continúan siendo ciertas, correctas y aplicables a esta fecha.
- III. Que a la fecha de la presente, las disposiciones legales y estatutarias aplicables al Oferente y a sus estatutos sociales conforme a la legislación aplicable del Estado de California de los Estados Unidos de América no han sido reformadas o modificadas en forma alguna que requiera modificar la presente opinión.

Nuestra opinión se basa en el conocimiento de determinados asuntos en los que hemos participado como asesores legales en los Estados Unidos Mexicanos (“México”), y no implica una investigación independiente, auditoría, examen particular o averiguación sobre el estado actual o potencial de los asuntos en que esté involucrado el Oferente. Nuestra asesoría se ha limitado a cuestiones particulares y ocasionales.

Considerando lo anterior y sujeto a las limitaciones y salvedades mencionadas más adelante, y con base en la información proporcionada por White &Case, LLP en el Cuadro Comparativo, y en nuestra lectura de la Opinión Legal en Derecho Extranjero, en este acto manifestamos a esa Comisión que a nuestro leal saber y entender:

- 1. Los derechos de minoría otorgados a los accionistas de Sempra Energy son, por lo menos, equivalentes a los derechos otorgados a una minoría de accionistas de una sociedad anónima bursátil bajo la legislación Mexicana;

<sup>1</sup> Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2005. según la misma ha sido reformada de tiempo en tiempo. hasta la fecha de la presente opinión.

<sup>2</sup> Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de agosto de 1934, según la misma ha sido reformada de tiempo en tiempo. hasta la fecha de la presente opinión.

## Comisión Nacional Bancaria y de Valores

2. Las disposiciones de gobierno corporativo relativas a la organización, funcionamiento, integración, funciones y responsabilidades de la asamblea de accionistas, el consejo de administración y el comité de auditoría, aplicables a Semptra Energy que se incluyen en la columna denominada *“Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra Energy bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales”* del Cuadro Comparativo son, por lo menos, equivalentes a las disposiciones aplicables a una sociedad anónima bursátil bajo la legislación Mexicana;
3. La Opinión Legal en Derecho Extranjero establece que: (i) el Oferente es una sociedad debidamente constituida y legalmente existente de conformidad con la legislación del Estado de California; (ii) se llevaron a cabo y fueron válidamente adoptados todos los actos corporativos necesarios por parte del Oferente para emitir las Acciones de Intercambio, llevar a cabo su inscripción en el RNV y presentar la Oferta, incluyendo las resoluciones del Consejo de Administración de la Sociedad de fecha 3 de noviembre de 2020 y 9 de enero de 2021, respectivamente, y las resoluciones del Comité de la Transacción, Precios y Reciclaje de Capital del Consejo de Administración de la Sociedad de fecha 10 de abril de 2021; (iii) Bruce E. MacNeil fue debidamente facultado por el Consejo de Administración del Oferente para llevar a cabo los actos relacionados con la Oferta, incluyendo sin limitar la presentación de la Solicitud de Autorización ante la CNBV; y (iv) las Acciones de Intercambio objeto de la Oferta para su inscripción en el RNV, serán en la fecha de liquidación de la Oferta, válidamente emitidas, totalmente pagadas y liberadas. La opinión descrita en el inciso (iv) anterior es equivalente conforme a Derecho Mexicano a establecer que las acciones son válidas y exigibles.

Nuestra opinión está sujeta a las siguientes limitaciones y salvedades:

- a) Se basa en disposiciones legales vigentes en los Estados Unidos Mexicanos (“México”) comparándolas con las disposiciones legales vigentes del Estado de California de los Estados Unidos de América, de conformidad con la información que nos ha sido proporcionada bajo la Opinión Legal en Derecho Extranjero emitida por White & Case, LLP y que se contiene en el Cuadro Comparativo; por lo tanto, la exhaustividad y la veracidad de la presente opinión se encuentra sujeta a la exhaustividad y veracidad de la información y documentación proporcionada bajo la Opinión Legal en Derecho Extranjero.
- b) Se limita a cuestiones de derecho aplicables bajo la legislación vigente en México de conformidad con el artículo 87, fracción II, de la LMV y no expresamos opinión alguna respecto de ningún tratamiento fiscal o contable de las Acciones de Intercambio.
- c) Únicamente hemos asesorado al Oferente en asuntos particulares y ocasionales, para efectos de rendir la presente opinión, y nos hemos basado en circunstancias existentes a la fecha y de las que nosotros tuvimos conocimiento, por lo cual no aceptamos responsabilidades genéricas sobre materias distintas a las que hacemos referencia en esta opinión.
- d) No expresamos opinión alguna en relación con cualesquier leyes distintas a las leyes de México.
- e) Para efectos de emitir la presente opinión, no hemos obtenido ni revisado certificado o documento alguno emitido por registro público o privado alguno.



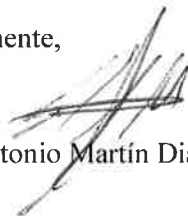
Comisión Nacional Bancaria y de Valores

- f) Existe la posibilidad que las autoridades administrativas o judiciales interpreten de manera distinta o lleguen a conclusiones diversas a las expresadas en este documento sobre el contenido y alcance de la presente opinión.
- g) No se expresa opinión alguna respecto de la solvencia del Oferente, ni respecto de la bondad de las acciones comunes representativas del capital social del Oferente.

Esta opinión es emitida en nuestra calidad de asesor legal externo en México, para efectos de cumplir con lo previsto en el artículo 87, fracción II, de la LMV, así como en el artículo 4, fracción VI, de las Disposiciones de Emisoras.

Las opiniones antes expresadas se emiten en la fecha de la presente y, por lo tanto, están condicionadas y/o sujetas a probables modificaciones por causa de cambios en las leyes, circulares y demás disposiciones aplicables, así como en las condiciones y circunstancias de los actos a que se hace referencia en la presente, además de por el transcurso del tiempo y otras situaciones similares. No expresamos opinión alguna respecto de cualesquiera cuestiones surgidas con posterioridad a la fecha de la presente, y no asumimos responsabilidad u obligación alguna de informar a ustedes o a cualquier otra persona respecto de cualesquiera cambios en las opiniones antes expresadas que resulten de cuestiones, circunstancias o eventos que pudieran surgir en el futuro o que pudieran ser traídos a nuestra atención con fecha posterior a la de la presente.

Atentamente,



Juan Antonio Martín Díaz-Caneja  
Socio

## Anexo "A"

### CUADRO COMPARATIVO

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
1. Disposiciones Aplicables y Supletoriedad	
Para todo lo no previsto en los estatutos sociales de la sociedad en cuestión, se estará a las disposiciones contenidas en la Ley del Mercado de Valores, la legislación mercantil, a los usos bursátiles y mercantiles, y a las normas del Código Civil Federal, en el orden citado y, en general, a la legislación mexicana aplicable.	Para todo lo no previsto en los estatutos sociales de la sociedad en cuestión, se estará a las disposiciones contenidas en la Ley General de Sociedades Mercantiles del Estado de California.
2. Órganos Sociales: funcionamiento, integración, funciones y responsabilidades	
2.1 Asamblea de Accionista	
<p>La Asamblea General de Accionistas es el órgano supremo de la sociedad. Salvo disposición en contrario dentro de los estatutos sociales de la sociedad, la asamblea general de accionistas podrá acordar y ratificar todos los actos y operaciones de la sociedad y sus resoluciones serán cumplidas por la persona que ella misma designe o, a falta de designación, por el Consejo de Administración.</p> <p>Las asambleas generales de accionistas son ordinarias y extraordinarias. Unas y otras se reunirán en el domicilio social y sin este requisito serán nulas, salvo caso fortuito o de fuerza mayor.</p> <p>La asamblea ordinaria se reunirá por lo menos una vez al año dentro de los cuatro meses que sigan a la clausura del ejercicio social y se ocupará, además de los asuntos incluidos en la orden del día, de los siguientes: I.- Discutir, aprobar o modificar el informe de los administradores a que se refiere el enunciado general del artículo 172 de la LGSM, tomando en cuenta el informe de los comisarios, y tomar las medidas que juzgue oportunas. II.- En su caso, nombrar al Consejo de Administración y a los Comisarios; III.- Determinar los emolumentos correspondientes a los Administradores y Comisarios, cuando no hayan sido fijados en los estatutos.</p> <p>Son asambleas extraordinarias, las que se reúnan para tratar cualquiera de los siguientes asuntos: I.- Prórroga de la duración de la sociedad; II.- Disolución anticipada de la sociedad; III.- Aumento o reducción del capital social; IV.- Cambio de objeto de la sociedad; V.- Cambio de nacionalidad de la</p>	<p>La Asamblea de Accionistas se puede reunir a través de la Asamblea Anual de Accionistas o cualquier Asamblea Especial de Accionistas.</p> <p>La Asamblea Anual de Accionistas ocurre una vez al año en la fecha y hora que resuelva el Consejo de Administración. En la Asamblea Anual de Accionistas solo se pueden llevar al cabo los temas que han sido debidamente presentados ante la Asamblea Anual de Accionistas. Para que queden debidamente presentados ante la asamblea anual, los asuntos deberán: (i) quedar especificados en la convocatoria correspondiente (o en cualquier complemento o modificación de la misma) que el Consejo de Administración entregue o haga que se entregue; (ii) presentarse ante la asamblea anual por parte del Consejo de Administración o el Presidente del mismo, el Director General (<i>Lead Director</i>) o el Director Ejecutivo (<i>Chief Executive Officer</i>), o por indicación de alguno de ellos; (iii) quedar debidamente presentados ante la asamblea anual por parte de un accionista con derecho a voto en la asamblea, y que cumpla con los procedimientos de notificación y otros requisitos establecidos en esta sección I del artículo V de los Estatutos, o (iv) presentarse debidamente ante la asamblea anual por parte de un accionista aceptado, cuyo candidato esté debidamente incluido en los materiales informativos sobre votación de la Sociedad para la asamblea anual correspondiente. Con el fin de evitar dudas, las cláusulas anteriores (iii) y (iv) serán el medio exclusivo para que un accionista haga nominaciones de candidatos para el Consejo de Administración y la cláusula anterior será (iii)</p>

Comisión Nacional Bancaria y de Valores

Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana	Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Sempra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales
<p>sociedad; VI.- Transformación de la sociedad; VII.- Fusión con otra sociedad; VIII.- Emisión de acciones privilegiadas; IX.- Amortización por la sociedad de sus propias acciones y emisión de acciones de goce; X.- Emisión de bonos; XI.- Cualquiera otra modificación del contrato social, y XII.- Los demás asuntos para los que la Ley o el contrato social exija un quórum especial.</p> <p>Estas asambleas podrán reunirse en cualquier tiempo.</p> <p>Adicionalmente, para el caso de sociedades anónimas bursátiles, la asamblea general ordinaria de accionistas se reunirá para aprobar las operaciones que pretenda llevar a cabo la sociedad o las personas morales que esta controle, en el lapso de un ejercicio social, cuando representen el 20% o más de los activos consolidados de la sociedad con base en cifras correspondientes al cierre del trimestre inmediato anterior, con independencia de la forma en que se ejecuten, sea simultánea o sucesiva, pero que por sus características puedan considerarse como una sola operación. En dichas asambleas podrán votar los accionistas titulares de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido.</p> <p>El consejo de administración deberá sesionar, por lo menos, cuatro veces durante cada ejercicio social.</p> <p>En los estatutos se podrá prever que las resoluciones tomadas fuera de asamblea, por unanimidad de los accionistas que representen la totalidad de las acciones con derecho a voto o de la categoría especial de acciones de que se trate, en su caso, tendrán, para todos los efectos legales, la misma validez que si hubieren sido adoptadas reunidos en asamblea general o especial, respectivamente, siempre que se confirmen por escrito.</p>	<p>el único medio para que un accionista proponga otros asuntos.</p> <p>La Asamblea Especial de Accionistas puede ser convocada en cualquier momento para cualquier propósito (i) por el presidente del Consejo de Administración, el Director General, el Presidente o el Consejo de Administración, o (ii) por uno o más accionistas que representen no menos del 10% del poder de voto de la Sociedad. La persona o personas que convoquen a dicha asamblea especificarán simultáneamente (x) el propósito de dicha asamblea especial; (y) los asuntos propuestos a ser desahogados en dicha asamblea especial y las razones para su desahogo, y (z) el texto de la propuesta o de los asuntos a ser presentados ante la asamblea especial (incluyendo el texto de cualquier resolución propuesta para su consideración, y en caso de que dichos asuntos incluyan una propuesta para modificar estos estatutos, la redacción de tal modificación).</p>
2.2 Consejo de Administración	
Las sociedades anónimas bursátiles tendrán encomendada su administración a un consejo de	El Consejo de Administración es el órgano supremo de la Sociedad. El Consejo de Administración de la Sociedad administra los negocios y asuntos de la Sociedad y

Comisión Nacional Bancaria y de Valores

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Sempra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
<p>administración y un director general, que desempeñarán las funciones que la LMV establece. El consejo de administración de las sociedades anónimas bursátiles estará integrado por un máximo de veintidós consejeros, de los cuales, cuando menos, el 25% deberán ser independientes. Por cada consejero propietario podrá designarse a su respectivo suplente, en el entendido de que los consejeros suplentes de los consejeros independientes, deberán tener este mismo carácter. Los consejeros son nombrados por la asamblea, los nombramientos deberán recaer sobre personas que cuenten con calidad técnica, honorabilidad e historial crediticio satisfactorio, así como con amplios conocimientos y experiencia en materia financiera, legal o administrativa. Para que el Consejo de Administración funcione legalmente deberá asistir, por lo menos, la mitad de sus miembros, y sus resoluciones serán válidas cuando sean tomadas por la mayoría de los presentes. En caso de empate, el Presidente del Consejo decidirá con voto de calidad. Los accionistas pueden nombrar y remover libremente a los consejeros, por mayoría de votos. El consejo de administración podrá designar consejeros provisionales, sin intervención de la asamblea de accionistas, cuando ocurra una remoción. El consejo de administración deberá ocuparse de los asuntos siguientes: I. Establecer las estrategias generales para la conducción del negocio de la sociedad y personas morales que ésta controle; II. Vigilar la gestión y conducción de la sociedad y de las personas morales que ésta controle, considerando la relevancia que tengan estas últimas en la situación financiera, administrativa y jurídica de la sociedad, así como el desempeño de los directivos relevantes; III. Aprobar, con la previa opinión del comité que sea competente, las políticas y lineamientos, operaciones, y nombramientos que</p>	<p>ejercerá todas las facultades corporativas u ordenará que dicha administración se lleve a cabo de conformidad con la escritura constitutiva y La Ley General de Sociedades Mercantiles del Estado de California.</p> <p>El Consejo de Administración de la Sociedad estará compuesto por no menos de nueve y no más de diecisiete consejeros. La cantidad exacta autorizada de consejeros se fijará en cualquier momento, dentro de los límites especificados, mediante la aprobación del Consejo de Administración o los accionistas.</p> <p>Las vacantes en el Consejo se pueden cubrir como se establece en la escritura constitutiva. Los miembros del Consejo recibirán la remuneración y el reembolso de los gastos que el propio Consejo determine en cualquier momento.</p> <p>Se celebrarán sesiones de consejo ordinarias en las fechas, horas y lugares que se designen por resolución del Consejo de Administración. No es necesario notificarles a los consejeros sobre las sesiones de consejo ordinarias.</p> <p>El presidente del Consejo (<i>Chairman</i>), el Director Ejecutivo (<i>Chief Executive Officer</i>), el Director General (<i>Lead Director</i>), el Presidente, o una mayoría de consejeros en funciones, podrán convocar sesiones de consejo especiales en cualquier momento. A cada consejero se le notificará la fecha, hora y lugar de cada sesión especial de consejo. Si se hace por correo, dicha notificación se enviará a cada consejero al menos cuatro días antes de la fecha de dicha sesión. Si se realiza personalmente o por teléfono (incluido un sistema de mensajería de voz u otro sistema o tecnología requeridos para grabar y comunicar mensajes), telégrafo, facsímil, correo electrónico u otros medios electrónicos, dicha notificación se dará a cada consejero al menos 24 horas antes de la fecha de dicha sesión. No será necesario notificar una sesión a un consejero que haya firmado una renuncia a la notificación, ya sea antes o después de la</p>

Comisión Nacional Bancaria y de Valores

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
<p>se establecen en el artículo 38 fracción III de la LMV; IV. Presentar a la asamblea general de accionistas que se celebre con motivo del cierre del ejercicio social, los informes que se establecen en el artículo 38 fracción IV de la LMV; V. Dar seguimiento a los principales riesgos a los que está expuesta la sociedad y personas morales que ésta controle, identificados con base en la información presentada por los comités, el director general y la persona moral que proporcione los servicios de auditoría externa, así como a los sistemas de contabilidad, control interno y auditoría interna, registro, archivo o información, de éstas y aquélla, lo que podrá llevar a cabo por conducto del comité que ejerza las funciones en materia de auditoría; VI. Aprobar las políticas de información y comunicación con los accionistas y el mercado, así como con los consejeros y directivos relevantes, para dar cumplimiento a lo previsto en el presente ordenamiento legal; VII. Determinar las acciones que correspondan a fin de subsanar las irregularidades que sean de su conocimiento e implementar las medidas correctivas correspondientes; VIII. Establecer los términos y condiciones a los que se ajustará el director general en el ejercicio de sus facultades de actos de dominio; IX. Ordenar al director general la revelación al público de los eventos relevantes de que tenga conocimiento; X. Las demás que la LMV establezca o se prevean en los estatutos sociales de la sociedad, acordes con la LMV.</p> <p>El consejo de administración será responsable de vigilar el cumplimiento de los acuerdos de las asambleas de accionistas, lo cual podrá llevar a cabo a través del comité que ejerza las funciones de auditoría a que se refiere la LMV.</p>	<p>sesión, o que asista a la sesión sin haber presentado inconformidad sobre la falta de notificación, ya sea antes de la sesión o al comienzo de la misma.</p> <p>Será necesaria la mayoría del número de consejeros en funciones para que se constituya quorum y poder desahogar asuntos, siempre y cuando en ningún caso el número de consejeros que constituya quorum sea menor que la cantidad mayor de lo siguiente: (a) un tercio del número autorizado de consejeros, o (b) dos consejeros. Salvo que la ley aplicable, la escritura constitutiva o los presentes estatutos dispongan lo contrario, toda decisión o resolución que tome la mayoría de los consejeros presentes en una sesión con quorum constituido será válida como resolución del Consejo, siempre que una sesión en la que se haya constituido quorum inicialmente pueda seguir desahogando asuntos a pesar de que algunos consejeros se retiren, en caso de que la resolución que se tome la haya aprobado por lo menos la mayoría del quorum requerido para dicha sesión. La mayoría de los consejeros presentes en cualquier sesión, en ausencia de quorum, podrá aplazar la sesión a otro momento y lugar.</p>
<b>2.3 Comité de Auditoría</b>	
El consejo de administración, para el desempeño de las funciones que la LMV le asigna, deberá contar para el auxilio en materia de auditoría, de un Comité	Conforme a la Ley General de Sociedades Mercantiles no hay obligación de mantener un Comité de Auditoría. Sin embargo, el Consejo puede nombrar a uno o más comités,



Comisión Nacional Bancaria y de Valores

Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana	Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales
<p>de Auditoria que se integrarán exclusivamente con consejeros independientes y por un mínimo de tres miembros designados por el propio consejo, a propuesta del presidente de dicho órgano social. El Comité de Auditoria tendrá las siguientes funciones:</p> <p>a) Dar opinión al consejo de administración sobre los asuntos que le competan conforme a la LMV.</p> <p>b) Evaluar el desempeño de la persona moral que proporcione los servicios de auditoría externa, así como analizar el dictamen, opiniones, reportes o informes que elabore y suscriba el auditor externo. Para tal efecto, el comité podrá requerir la presencia del citado auditor cuando lo estime conveniente, sin perjuicio de que deberá reunirse con este último por lo menos una vez al año.</p> <p>c) Discutir los estados financieros de la sociedad con las personas responsables de su elaboración y revisión, y con base en ello recomendar o no al consejo de administración su aprobación.</p> <p>d) Informar al consejo de administración la situación que guarda el sistema de control interno y auditoría interna de la sociedad o de las personas morales que ésta controle, incluyendo las irregularidades que, en su caso, detecte.</p> <p>e) Elaborar una opinión sobre políticas y criterios contables de la sociedad y someterla a consideración del consejo de administración para su posterior presentación a la asamblea de accionistas, apoyándose, entre otros elementos, en el dictamen del auditor externo.</p> <p>f) Apoyar al consejo de administración en la elaboración de los informes sobre temas que le competen de conformidad con la legislación aplicable.</p> <p>g) Vigilar que las operaciones cuya supervisión le compete de conformidad con la legislación aplicable, se lleven a cabo ajustándose a lo previsto al efecto en dichos preceptos, así como a las políticas derivadas de los mismos.</p>	<p>cada uno de ellos integrado por dos o más consejeros, que actuará conforme el consejo de administración lo instruya. El Consejo puede delegar a dichos comités todo o parte de sus facultades, salvo en lo que respecta a lo siguiente:</p> <p>a) La aprobación de cualquier resolución que también requiera la autorización de los accionistas o la de las acciones en circulación;</p> <p>b) Las vacantes en el Consejo o en cualquier comité;</p> <p>c) La determinación de la remuneración a los consejeros por su trabajo en el Consejo o en cualquier comité;</p> <p>d) La modificación o derogación de los estatutos actuales o la aplicación de nuevos;</p> <p>e) La modificación o derogación de cualquier resolución del Consejo que, por sus términos expresos, no sea modificable o derogable;</p> <p>f) La distribución a los accionistas, excepto a una tasa, en una cantidad periódica o valor de un rango de precios establecido en la escritura constitutiva, o determinado por el Consejo; y</p> <p>g) El nombramiento de otros comités del Consejo o de miembros de los mismos.</p> <p>Cualquiera de estos comités, o de sus miembros, se debe nombrar mediante resolución que tome la mayoría de los consejeros autorizados.</p>



Comisión Nacional Bancaria y de Valores

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Sempra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
<p>h) Solicitar la opinión de expertos independientes en los casos en que lo juzgue conveniente, para el adecuado desempeño de sus funciones o cuando conforme a la LMV o disposiciones de carácter general se requiera.</p> <p>i) Requerir a los directivos relevantes y demás empleados de la sociedad o de las personas morales que ésta controle, reportes relativos a la elaboración de la información financiera y de cualquier otro tipo que estime necesaria para el ejercicio de sus funciones.</p> <p>j) Investigar los posibles incumplimientos de los que tenga conocimiento, a las operaciones, lineamientos y políticas de operación, sistema de control interno y auditoría interna y registro contable, ya sea de la propia sociedad o de las personas morales que ésta controle, para lo cual deberá realizar un examen de la documentación, registros y demás evidencias comprobatorias, en el grado y extensión que sean necesarios para efectuar dicha vigilancia.</p> <p>k) Recibir observaciones formuladas por accionistas, consejeros, directivos relevantes, empleados y, en general, de cualquier tercero, respecto de los asuntos a que se refiere el inciso anterior, así como realizar las acciones que a su juicio resulten procedentes en relación con tales observaciones.</p> <p>l) Solicitar reuniones periódicas con los directivos relevantes, así como la entrega de cualquier tipo de información relacionada con el control interno y auditoría interna de la sociedad o personas morales que ésta controle.</p> <p>m) Informar al consejo de administración de las irregularidades importantes detectadas con motivo del ejercicio de sus funciones y, en su caso, de las acciones correctivas adoptadas o proponer las que deban aplicarse.</p> <p>n) Convocar a asambleas de accionistas y solicitar que se inserten en el orden del día de dichas asambleas los puntos que estimen pertinentes.</p>	

Comisión Nacional Bancaria y de Valores

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
<p>o) Vigilar que el director general dé cumplimiento a los acuerdos de las asambleas de accionistas y del consejo de administración de la sociedad, conforme a las instrucciones que, en su caso, dicte la propia asamblea o el referido consejo.</p> <p>p) Vigilar que se establezcan mecanismos y controles internos que permitan verificar que los actos y operaciones de la sociedad y de las personas morales que ésta controle, se apeguen a la normativa aplicable, así como implementar metodologías que posibiliten revisar el cumplimiento de lo anterior.</p> <p>q) Las demás que la LMV establezca o se prevean en los estatutos sociales de la sociedad, acordes con las funciones que la LMV le asigna.</p>	
<p>3. Derecho de Voto</p>	
<p>Salvo en los casos en los que los estatutos sociales permitan la emisión de acciones con derechos de voto restringidos, derechos de veto o derechos sociales no económicos distintos al derecho de voto, cada acción sólo tendrá derecho a un voto; pero en el contrato social podrá pactarse que una parte de las acciones tenga derecho de voto solamente en las Asambleas Extraordinarias.</p> <p>Los accionistas de las sociedades anónimas bursátiles, al ejercer sus derechos de voto, deberán abstenerse a toda deliberación relativa a una operación determinada tenga por cuenta propia o ajena un interés contrario al de la sociedad. Al efecto, se presumirá, salvo prueba en contrario, que un accionista tiene en una operación determinada un interés contrario al de la sociedad o personas morales que ésta controle, cuando manteniendo el control de la sociedad vote a favor o en contra de la celebración de operaciones obteniendo beneficios que excluyan a otros accionistas o a dicha sociedad o personas morales que ésta controle.</p>	<p>En general, cada acción tendrá derecho a un voto; pero en los estatutos sociales podrá pactarse la emisión de acciones con derechos de voto restringidos.</p>
<p>4. Convocatoria a Asamblea</p>	
<p>La convocatoria para las asambleas generales deberá hacerse por medio de la publicación de un aviso en el sistema electrónico establecido por la Secretaría</p>	<p>La convocatoria para la Asamblea de Accionistas deberá hacerse por escrito y el aviso deberá indicar el lugar, la fecha y la hora de la asamblea, los medios de transmisión</p>

## Comisión Nacional Bancaria y de Valores

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Sempra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
<p>de Economía con la anticipación que fijen los estatutos, o en su defecto, quince días antes de la fecha señalada para la reunión. Todas las convocatorias deberán contener los puntos del orden del día a ser discutidos y deberán ir firmadas por quien convoca.</p> <p>Los accionistas de las sociedades anónimas bursátiles tienen el derecho a tener a su disposición, en las oficinas de la sociedad, la información y los documentos relacionados con cada uno de los puntos contenidos en el orden del día de la asamblea de accionistas que corresponda, de forma gratuita y con al menos quince días naturales de anticipación a la fecha de la asamblea.</p>	<p>electrónica o la comunicación electrónica por pantalla de video, si la hubiera, mediante la cual los accionistas pueden participar en esa asamblea, y (1) en el caso de una asamblea especial, la naturaleza general del negocio a ser tratado, y ningún otro asunto puede ser tratado, o (2) en el caso de la asamblea anual, aquellos asuntos que la asamblea, al momento del envío de la notificación, tiene la intención de presentar a los accionistas para la acción, pero sujeto a las disposiciones de la subdivisión (f), cualquier asunto apropiado puede ser presentado en la asamblea para esa acción. La notificación de cualquier asamblea en la que se elegirán directores deberá incluir los nombres de los candidatos nominados que se pretendía en el momento de la notificación que la asamblea presentara para su elección.</p>
<b>5. Derechos de solicitar convocatoria a Asamblea</b>	
<p>Los accionistas titulares de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido, por cada 10% que tengan en lo individual o en conjunto del capital social de la sociedad, tendrán derecho a requerir al presidente del consejo de administración o de los comités que lleven a cabo las funciones en materia de prácticas societarias y de auditoría a que se refiere la LMV, en cualquier momento, se convoque a una asamblea general de accionistas, sin que al efecto resulte aplicable el porcentaje señalado en el artículo 184 de la LGSM.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, cualquier accionista titular de cuando menos una sola acción podrá solicitar al administrador o consejo de administración o a los comisarios, la convocatoria de una asamblea general de accionistas, siempre y cuando: (i) no se haya celebrado ninguna asamblea durante dos ejercicios consecutivos; y (ii) las asambleas celebradas durante ese tiempo no se hayan ocupado de los asuntos que indica el artículo 181 de la LGSM.</p>	<p>Uno o más accionistas que tengan no menos de la décima parte del poder de voto de la Sociedad tienen derecho a convocar una Asamblea Especial de Accionistas. La persona o personas que convoquen a dicha asamblea especificarán simultáneamente (x) el propósito de dicha asamblea especial; (y) los asuntos propuestos a ser desahogados en dicha asamblea especial y las razones para su desahogo, y (z) el texto de la propuesta de los asuntos a ser presentados ante la asamblea especial (incluyendo el texto de cualquier resolución propuesta para su consideración, y en caso de que dichos asuntos incluyan una propuesta para modificar estos Estatutos, la redacción de tal modificación).</p>
<b>6. Derecho de Designación de Consejeros</b>	

## Comisión Nacional Bancaria y de Valores

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
<p>Los accionistas titulares de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido, por cada 10% que tengan en lo individual o en conjunto del capital social de la sociedad, tendrán derecho a designar y revocar en asamblea general de accionistas a un miembro del consejo de administración. Tal designación, sólo podrá revocarse por los demás accionistas cuando a su vez se revoque el nombramiento de todos los demás consejeros, en cuyo caso las personas sustituidas no podrán ser nombradas con tal carácter durante los doce meses inmediatos siguientes a la fecha de revocación.</p>	<p>Un “Accionista Elegible”</p> <p>* tiene el derecho de hacer nominaciones de consejeros a través de un formato de poder de conformidad con los requisitos de notificación por escrito adecuados y oportunos según los Estatutos.</p> <p>* Para calificar como un “Accionista Elegible”, un Accionista o un grupo debe: (i) poseer y haber poseído, continuamente durante al menos tres años a partir de la fecha de la notificación al accionista, una cantidad de acciones que represente al menos el tres por ciento de las acciones en circulación de la empresa que tienen derecho a voto en la elección de consejeros a la fecha de la notificación al accionista; y (ii) a partir de ese momento continuará siendo propietario de las mismas acciones a través de dicha asamblea anual de accionistas. Un grupo de no más de 20 accionistas y / o beneficiarios finales puede agregar la cantidad de acciones de la empresa que cada miembro del grupo ha poseído de forma continua durante al menos tres años a partir de la fecha del Aviso a los accionistas.</p>
<b>7. Derecho para prorrogar un punto del orden del día de la Asamblea</b>	
<p>Los accionistas titulares de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido, por cada 10% que tengan en lo individual o en conjunto del capital social de la sociedad, tendrán derecho a solicitar que se aplase por una sola vez, por tres días naturales y sin necesidad de nueva convocatoria, la votación de cualquier asunto respecto del cual no se consideren suficientemente informados.</p>	<p>No existe ninguna disposición legal en la Ley General de Sociedades Mercantiles del Estado de California que otorgue el derecho de prorrogar un punto del orden del día de la Asamblea.</p> <p>Sin embargo, los accionistas pueden, antes de la Asamblea Anual de Accionistas, suplementar los asuntos que se llevarán al cabo en la Asamblea Anual de Accionistas, siempre y cuando la notificación por escrito del accionista se entregue en tiempo, de conformidad con esta sección 1 del artículo V de los Estatutos. Dicha notificación se debe recibir en la oficina principal de la Sociedad antes del cierre de operaciones, con una antelación no menor de 90 ni mayor de 120 días a la fecha correspondiente de la última Asamblea Anual de Accionistas. Sin embargo, en el caso de que la asamblea anual a que hace referencia la notificación escrita del accionista se celebre en una fecha</p>

Comisión Nacional Bancaria y de Valores

Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana	Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales
	<p>que difiera por más de 60 días de la fecha de la última Asamblea Anual de Accionistas, o si no se celebra ninguna en el año anterior, para que la notificación por escrito del accionista se haga en tiempo, se debe recibir a más tardar al cierre de operaciones del décimo día siguiente a la fecha en que se haga pública o se entregue por primera vez a los accionistas la información sobre la fecha de la asamblea anual. Para efectos de los estatutos, (i) “cierre de operaciones” significará las 5:00 p.m., hora local, en las oficinas administrativas principales de la Sociedad, en cualquier día natural, e (ii) “información pública” incluirá la divulgación en un comunicado de prensa o en un documento presentado públicamente por la Sociedad ante la Comisión de Valores (en adelante, la “SEC”, por sus siglas en inglés), de conformidad con las secciones 13, 14 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores, y las normas y reglamentos promulgados en virtud de la misma. En ningún caso dará lugar al inicio de un nuevo periodo (o a la ampliación de cualquier periodo) para la entrega de una notificación oportuna con el fin de que un accionista pueda presentar asuntos debidamente ante la asamblea anual, tal como se describe en la sección 1 de este artículo V de los Estatutos.</p>
8.	Acción de responsabilidad civil contra los Administradores o contra la Sociedad
<p>La responsabilidad que derive de las acciones de responsabilidad, será exclusivamente en favor de la sociedad o de la persona moral que ésta controle o en la que tenga una influencia significativa, que sufra el daño patrimonial.</p> <p>La acción de responsabilidad podrá ser ejercida por la sociedad o por los accionistas de la sociedad que, en lo individual o en su conjunto, tengan la titularidad de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido, o sin derecho a voto, que representen el 5% o más del capital social de la sociedad anónima bursátil.</p>	<p>Conforme a la Ley General de Sociedades Mercantiles del Estado de California, ningún tenedor de acciones o de certificados de fideicomiso con derecho a voto de la Sociedad podrá instituir o mantener acción alguna en derecho de cualquier Sociedad nacional o extranjera, a menos que existan las dos condiciones siguientes: (1) El demandante alega en la demanda que el demandante era un accionista, registrado o beneficiosamente, o el titular de certificados de fideicomiso con derecho a voto en el momento de la transacción o cualquier parte de la cual el demandante se queja o las acciones del demandante o certificados de fideicomiso con derecho a voto a partir de entonces. transferido al demandante por aplicación de la ley de un tenedor que era tenedor en el momento de la transacción o cualquier parte de la misma que se reclama; disponiéndose, que cualquier accionista que no cumpla</p>



Comisión Nacional Bancaria y de Valores

Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana	Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales
	<p>con estos requisitos podrá, sin embargo, a discreción del tribunal, mantener la acción en una demostración preliminar y una determinación por el tribunal, mediante moción y después de una audiencia, en la que el tribunal considerará tal Evidencia, mediante declaración jurada o testimonio, según se considere material, de que (i) existe un sólido caso prima facie a favor del reclamo presentado en nombre de la Sociedad, (ii) no se ha iniciado ni es probable que se inicie ninguna otra acción similar. , (iii) el demandante adquirió las acciones antes de que se divulgara al público o al demandante la infracción de la cual el demandante se queja, (iv) a menos que la acción pueda mantenerse, el demandado puede retener una ganancia derivada del incumplimiento intencional de un demandado de una deber fiduciario, y (v) el alivio solicitado no resultará en un enriquecimiento injusto de la Sociedad o de cualquier accionista de la Sociedad; y (2) El demandante alega en la queja con particularidad los esfuerzos del demandante para obtener de la junta tal acción como el demandante desea, o las razones para no hacer tal esfuerzo, y alega además que el demandante ha informado a la Sociedad o a la junta por escrito de la hechos finales de cada causa de acción contra cada demandado o entregado a la Sociedad o la junta una copia fiel de la demanda que el demandante propone presentar.</p> <p>Suponiendo que se pueda establecer la acción, la Sociedad indemnizará a cualquier persona que sea o haya sido parte o que esté amenazada de ser parte de cualquier acción amenazada, pendiente o completada por o en el derecho de la Sociedad para obtener un fallo a su favor. por el hecho de que dicha persona es o fue un Director o Funcionario de la Sociedad, contra los gastos reales y razonables incurridos por dicha persona en relación con la defensa o el acuerdo de dicha acción, así como, en la mayor medida permitida por la ley de California y los estatutos de la Sociedad, sentencias, multas, acuerdos y otros montos en los que se haya incurrido real y razonablemente en relación con dicha acción (ya sea que dicho elemento se considere o no un gasto) si dicha</p>



Comisión Nacional Bancaria y de Valores

Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana	Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales
	<p>persona actuó de buena fe y de una manera se cree que dicha persona está en el mejor interés de la Sociedad y sus Accionistas.</p> <p>La Sociedad tendrá, a su discreción, el poder de indemnizar a cualquier persona que sea o haya sido parte o esté amenazada de ser parte de cualquier acción amenazada, pendiente o completada por o en el derecho de la Sociedad para obtener un juicio en su favor por el hecho de que dicha persona es o fue un agente de la Sociedad, contra los gastos reales y razonables incurridos por dicha persona en relación con la defensa o el acuerdo de dicha acción, así como, en la mayor medida permitida por la ley de California y los estatutos de la Sociedad, sentencias, multas, acuerdos y otros montos en los que se haya incurrido real y razonablemente en relación con dicha acción (ya sea que dicho elemento se considere o no un gasto) si dicha persona actuó de buena fe y de una manera se cree que dicha persona está en el mejor interés de la Sociedad y sus Accionistas.</p> <p>No se hará ninguna indemnización: (a) con respecto a cualquier reclamo, asunto o asunto por el cual dicha persona haya sido declarada responsable ante la Sociedad en el desempeño de su deber para con la Sociedad y sus Accionistas, a menos que y únicamente en la medida en que el tribunal en el que dicho procedimiento esté o haya estado pendiente determinará, previa solicitud, que, en vista de todas las circunstancias del caso, dicha persona tiene derecho de manera justa y razonable a una indemnización por los gastos y solo en la medida en que el tribunal determinará; (b) de los montos pagados para liquidar o disponer de otra manera de una acción pendiente sin la aprobación del tribunal; o (c) de los gastos incurridos en la defensa de una acción pendiente que se resuelva o elimine sin la aprobación del tribunal.</p>
9. Derecho de oponerse judicialmente a una resolución de la Asamblea	
Los titulares de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido, que en lo individual o en	Conforme a la Ley General de Sociedades Mercantiles del Estado de California los accionistas de la Sociedad tienen

Comisión Nacional Bancaria y de Valores

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Semptra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
conjunto tengan el 20% o más del capital social, podrán oponerse judicialmente a las resoluciones de las asambleas generales respecto de las cuales tengan derecho de voto.	ciertos derechos que permiten que un accionista se oponga a una decisión relacionada con una fusión, adquisición o ciertas otras transacciones, y si dichos derechos se perfeccionan, requiere que la Sociedad compre las acciones de los accionistas disidentes por efectivo con base en el valor justo de mercado determinado por ley. Sin embargo, estos derechos no están disponibles para las empresas públicas constituidas en California en una fusión de acciones por acciones en la que los accionistas deben recibir acciones sin restricciones del adquirente.
<b>10. Derecho de reparto de utilidades</b>	
La distribución de las ganancias o pérdidas entre los accionistas se hará proporcionalmente a sus aportaciones. No producirán ningún efecto legal las estipulaciones que excluyan a uno o más socios de la participación en las ganancias.	Los accionistas tendrán derecho a participar, a prorrata de acuerdo con el número y clase de acciones que posean, en cualquier distribución, ya sea en efectivo o de otro modo, según lo declare el Consejo de Administración.
<b>11. Derecho de preferencia en aumento de capital</b>	
Los accionistas tendrán derecho preferente, en proporción al número de sus acciones, para suscribir las que emitan en caso de aumento del capital social. Este derecho deberá ejercitarse dentro de los quince días siguientes a la publicación en el sistema electrónico establecido por la Secretaría de Economía, del acuerdo de la Asamblea sobre el aumento del capital social. El derecho de suscripción preferente no será aplicable tratándose de aumentos de capital mediante ofertas públicas.	La Ley General de Sociedades Mercantiles del Estado de California requiere que la sociedad expresamente en la escritura constitutiva otorgue a los accionistas derechos de preferencia para suscribir cualquiera o todas las emisiones de acciones y, en este caso, la Sociedad no ha otorgado derechos de preferencia.
<b>12. Derecho de separación</b>	
Cuando la asamblea general de accionistas adopte resoluciones sobre cambio de objeto social, cambio de nacionalidad o la transformación de la sociedad, cualquier accionista que haya votado en contra tendrá derecho a separarse de la sociedad y obtener el reembolso de sus acciones, en proporción al activo social, según el último balance aprobado siempre que lo solicite dentro de los quince días siguientes a la clausura de la asamblea.	Cada accionista en la Sociedad tendrá derecho a tener un certificado firmado a nombre de la Sociedad por el Presidente o Vicepresidente y por el Director de Finanzas o un Subtesorero o el secretario o cualquier Subsecretario en el que se haga constar el número y la clase o series de acciones de las que es tenedor el Accionista.  El Accionista tiene derecho de transferir o disponer de sus acciones mediante el acto de entregarle al secretario o un funcionario de transferencia de la Sociedad, su certificado

Comisión Nacional Bancaria y de Valores

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Sempra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
	de acciones acompañado por las debidas pruebas de sucesión, cesión o autorización para las transferencias de ciertas acciones. Al recibir lo anterior, la Sociedad emitirá un nuevo certificado a la parte o partes que tenga derecho a dichas acciones y cancelará el antiguo certificado y registrará la operación de transferencia en sus libros.
13. Derecho de negociar su acción	
Todo accionista que forme parte de una sociedad anónima bursátil tiene derecho a enajenar o disponer de las acciones de su propiedad de conformidad con los requisitos que para su ejercicio establezcan los estatutos sociales o la legislación aplicable.	Todo accionista que forme parte de una sociedad anónima de California tiene derecho a enajenar o disponer de las acciones de su propiedad.
14. Derecho de retiro	
Los accionistas de la parte variable del capital social de una sociedad anónima bursátil no tendrán el derecho de retiro a que se refiere el artículo 220 de la LGSM.	Todo accionista que forme parte de una sociedad anónima de California tiene derecho a enajenar o disponer de las acciones de su propiedad y retirarse como accionistas de la Sociedad.
15. Otros Derechos	
<p>Los accionistas de las sociedades anónimas bursátiles, sin perjuicio de lo que señalen otras leyes o los estatutos sociales, gozarán de los derechos siguientes:</p> <p>I. Tener a su disposición, en las oficinas de la sociedad, la información y los documentos relacionados con cada uno de los puntos contenidos en el orden del día de la asamblea de accionistas que corresponda, de forma gratuita y con al menos quince días naturales de anticipación a la fecha de la asamblea.</p> <p>II. Impedir que se traten en la asamblea general de accionistas, asuntos bajo el rubro de generales o equivalentes.</p> <p>III. Ser representados en las asambleas de accionistas por personas que acrediten su personalidad mediante formularios de poderes que elabore la sociedad y ponga a su disposición a través de los intermediarios del mercado de valores o en la propia sociedad, con por lo menos quince días naturales de anticipación a la celebración de cada asamblea.</p>	<p>Los accionistas de las sociedades anónimas del Estado de California, sin perjuicio de lo que señalen otras leyes o los estatutos sociales, gozarán de los derechos siguientes:</p> <p>I. derecho a elegir miembros del Consejo de Administración votando sus acciones; y</p> <p>II. derecho a actuar en una asamblea anual o extraordinaria debidamente convocada o por consentimiento unánime por escrito de todos los accionistas.</p> <p>III. el derecho a nominar consejeros para la elección en la asamblea anual de conformidad con los requisitos de notificación por escrito adecuados y oportunos según los estatutos.</p> <p>IV. los accionistas con derecho a voto tienen derecho a plantear cualquier asunto para su discusión en la asamblea anual de conformidad con los requisitos de notificación por escrito adecuados y oportunos según los estatutos.</p> <p>V. uno o más accionistas que posean no menos de un décimo (1/10) del poder de voto en Sempra tendrán derecho a convocar una asamblea especial de accionistas de conformidad con los requisitos de notificación por escrito adecuados y oportunos según los Estatutos.</p>

Comisión Nacional Bancaria y de Valores

<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de una Sociedad Anónima Bursátil bajo la legislación Mexicana</b>	<b>Derechos de los accionistas y gobierno corporativo de Sempra bajo la legislación del Estado de California de los Estados Unidos de América y sus estatutos sociales</b>
<p>IV. Celebrar convenios entre ellos. La celebración de los convenios referidos, deberán notificarlos a la sociedad dentro de los cinco días hábiles siguientes al de su concertación para que sean reveladas al público inversionista a través de las bolsas de valores en donde coticen las acciones o títulos de crédito que las representen, en los términos y condiciones que las mismas establezcan, así como para que se difunda su existencia en el reporte anual. Dichos convenios no serán oponibles a la sociedad y su incumplimiento no afectara la validez del voto en las asambleas de accionistas, pero solo serán eficaces entre las partes una vez que sean revelados al público inversionista.</p> <p>V. Modificación de Estatutos Sociales. Para aprobar cualquiera modificación del contrato social, se deberá hacer mediante asamblea extraordinaria de accionistas.</p> <p>VI. Derecho de ser informado de los Estados Financieros, los Eventos Relevantes de la sociedad y demás reportes a los que este obligada a divulgar la sociedad de conformidad con la LMV, por parte de la administración y la dirección de la Sociedad, de conformidad con las disposiciones aplicables.</p>	

April 14, 2021

Sempra Energy  
488 8th Avenue  
San Diego, California 92101

---

whitecase.com

Ladies and Gentlemen:

We have acted as California counsel to Sempra Energy, a corporation organized under the laws of California (the “Company”), in connection with the issuance of up to 13,993,739 (thirteen million nine hundred ninety three thousand seven hundred thirty nine) shares (the “Exchange Shares”) of the Company’s common stock, no par value (the “Common Stock”), by the Company to holders of ordinary shares of Infraestructura Energetica Nova, S.A.B. de C.V. (“IEnova”) as part of the exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum filed with the National Banking and Securities Commission in Mexico (the Comisión Nacional Bancaria y de Valores, or “CNBV”) (such Prospectus and Offering Memorandum, as filed with the CNBV, referred to herein as the “Prospectus and Offering Memorandum”) and in the registration statement on Form S-4 (File No. 333-252030) filed with the U.S. Securities and Exchange Commission, and the registration of the Exchange Shares with the Mexico’s National Securities Registry (the Registro Nacional de Valores, or “RNV”). Any capitalized terms used but not defined in this opinion letter have the meaning given to such terms in the Prospectus and Offering Memorandum.

In connection with our opinions expressed below, we have examined originals or copies certified to our satisfaction of the following documents and such other documents, certificates and other statements of government officials and corporate officers of the Company as we deemed necessary for the purposes of the opinions set forth in this opinion letter:

- (a) a certificate of the California Secretary of State dated March 3, 2021 certifying the active good standing of the Company under the laws of the State of California and an Entity Status Letter from the State of California Franchise Tax Board dated March 4, 2021 as to the good standing of the Company with the Franchise Tax Board;
- (b) a copy of the Articles of Incorporation of the Company, certified by the Secretary of State of the State of California on March 11, 2021 (the “Articles of Incorporation”);
- (c) a copy of the Bylaws of the Company as in effect on April 14, 2020, certified by the Secretary of the Company on March 8, 2021 (the “Bylaws”); and
- (d) copies of the certificates by the Secretary of the Company dated November 18, 2020 and April 12, 2021, with respect to the resolutions of the Board of Directors of the Company adopted on November 3, 2020 and January 9, 2021, respectively, and the resolutions of the Transaction, Pricing and Capital Recycling Committee of the Board of Directors of the Company adopted on April 10, 2021 (jointly, the “Resolutions”).

We have relied, to the extent we deem such reliance proper, upon certificates of public officials and, as to any facts material to our opinions, upon certificates and representations of officers of the Company. In rendering such opinions, we have assumed without independent investigation or verification of any kind the genuineness of all signatures, the legal capacity of all natural persons signing all documents, the authenticity of all documents submitted to us as originals, the conformity to authentic original documents of all documents submitted to us as copies, the truthfulness, completeness and correctness of all factual representations and statements contained in all documents, and the accuracy and completeness of all public records examined by us.



Based upon the foregoing assumptions and subject to the qualifications set forth in this opinion letter including in Annex I, and having considered such questions of law as we have deemed necessary as a basis for the opinions expressed below, we are of the opinion that:

1. The Company is a corporation in active good standing under the laws of the State of California.
2. The exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum, including the issuance of the Exchange Shares by the Company and registration of the Exchange Shares with the RNV, (i) has been duly authorized by all necessary corporate action on the part of the Company, including the Resolutions, and validly adopted in accordance with its Bylaws, and (ii) will not result in its violation of any provision of the Articles of Incorporation or Bylaws.
3. Mr. Bruce E. MacNeil, Vice President and Treasurer of the Company, has been authorized by the Board of Directors of the Company to conduct any actions on behalf of the Company in connection with the exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum.
4. The Exchange Shares have been duly authorized for issuance by all necessary corporate action of the Company, including the Resolutions, and when issued by the Company in the exchange offer and delivered to shareholders of IEnova in accordance with the description in the Prospectus and Offering Memorandum, they will be validly issued, fully paid and nonassessable.

The opinions expressed above are as of the date hereof only, and we express no opinion as to, and assume no responsibility for, the effect of any fact or circumstance occurring, or of which we learn, subsequent to the applicable dates referenced in this opinion letter, including, without limitation, legislative and other changes in the law or changes in circumstances affecting the Company. We assume no responsibility to update this opinion letter for, or to advise you of, any such facts or circumstances of which we become aware, regardless of whether or not they affect the opinions expressed in this opinion letter.

The opinions expressed above are limited to the matters stated in this opinion letter, and no opinion is implied or may be inferred beyond those expressly stated in this opinion letter. The opinions expressed above are limited to questions arising under the Corporations Code of the State of California, and we express no opinion with respect to the applicability thereto, or the effect thereon, of the laws of any other jurisdiction or, in the case of California, any other laws, or as to any matters of municipal law or the laws of any local agencies within any state. In rendering the foregoing opinions, we have assumed that the Company will comply with all applicable notice requirements regarding uncertificated shares provided in the Corporations Code of the State of California.

This opinion letter shall be understood and interpreted in accordance with the customary practice of lawyers in California who regularly give, and lawyers who on behalf of their clients regularly advise opinion recipients regarding, opinions in exchange offers of the type described in the Prospectus and Offering Memorandum. No person may assign its rights or claims, if any, under this opinion letter. This opinion letter is being provided in the English language which shall control in all respects, and no translation of this opinion letter into any other language shall be of any force or effect in its interpretation.

This letter is being furnished only to the Company in connection with the exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum referenced in the first paragraph. This letter may not be relied upon by you for any other purpose or furnished to, or relied upon by, any other person, firm or other entity (including any person, firm or other entity that acquires shares from you) without our prior written consent, which may be granted or withheld in our sole discretion; provided, however, that, the contents of this letter may be furnished, but may not be relied upon by, (x) to any governmental or competent regulatory authority having jurisdiction over you in connection with its exercise of supervisory authority and/or if such disclosure is required by law, and (y) if such disclosure is necessary to defend or resist an action or claim in connection with the performance of your obligations



in the exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum. Our consent to any disclosure to a person referred to in the proviso to the immediately preceding sentence is given on the basis that, in each case, (1) such disclosure is made solely to enable the recipient to be informed that this letter has been given and to be made aware of its terms, but not for the purpose of reliance by such person on this letter, (2) we assume no duty or liability to any such recipient and (3) such person shall not further disclose this opinion letter except as permitted by such proviso.

Very truly yours,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Maria Gey". The signature is fluid and cursive, with the first name "Maria" and last name "Gey" clearly distinguishable.

Additional Qualifications

Our opinions are subject to the following qualifications in addition to any qualifications set forth elsewhere in this opinion letter:

(a) Our opinion with respect to the active good standing of the Company set forth in paragraph 1 above is based solely upon our review of a certificate received from the Secretary of State of the State of California and the Entity Status Letter from the State of California Franchise Tax Board, as described above, and speaks only as of the date of such certificate or Entity Status Letter. Our opinions set forth in paragraphs 2 and 3 above are based solely upon our review of the Articles of Incorporation, the Bylaws, the Resolutions, and the Corporations Code of the State of California, as described above, and speak only as of the date of such documentation.

(b) We express no opinion as to, or as to the effect on the opinions contained in this opinion letter of, laws, rules and regulations such as (i) securities laws and regulations (including Regulations T, U and X of the Board of Governors of the Federal Reserve System and the Investment Company Act of 1940, as amended); (ii) banking and insurance laws and regulations; (iii) antitrust or unfair competition laws or regulations, including the Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976, as amended; (iv) usury and tax laws and regulations; (v) public utility laws and regulations and other laws regulating the generation or transmission of energy, power or gas; (vi) the Commodity Exchange Act, as amended, and related regulations; (vii) labor, pension or employee benefit laws and regulations, including, without limitation, the Employee Retirement Income Security Act of 1974, as amended, and related regulations; (viii) patent, copyright, trademark or other intellectual property laws and regulations; (ix) environmental laws and regulations; (x) health and safety laws and regulations; (xi) land use and zoning laws and regulations; (xii) statutes, ordinances, administrative decisions, rules and regulations of counties, towns, municipalities or special political subdivisions (whether created or enabled through legislative action at the federal, state or regional level); (xiii) laws, regulations and policies relating to racketeering, criminal and civil forfeiture, emergencies, foreign asset or trading controls, corrupt practices, national security, terrorism or money laundering or governing foreign investment in the United States; (xiv) any United States Executive Orders; (xv) the Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act, as amended, and related regulations; and (xvi) any laws which in our experience are not normally applicable with respect to general business corporations or exchange offers of the type described in the Prospectus and Offering Memorandum.



April 14, 2021

Sempra Energy  
488 8th Avenue  
San Diego, California 92101

[whitecase.com](http://whitecase.com)

Ladies and Gentlemen:

We have acted as California counsel to Sempra Energy, a corporation organized under the laws of California (the "Company"), in connection with the issuance of up to 13,993,739 (thirteen million nine hundred ninety three thousand seven hundred thirty nine) shares (the "Exchange Shares") of the Company's common stock, no par value (the "Common Stock"), by the Company to holders of ordinary shares of Infraestructura Energetica Nova, S.A.B. de C.V. ("ENova") as part of the exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum filed with the National Banking and Securities Commission in Mexico (the Comisión Nacional Bancaria y de Valores, or "CNBV") (such Prospectus and Offering Memorandum, as filed with the CNBV, referred to herein as the "Prospectus and Offering Memorandum") and in the registration statement on Form S-4 (File No. 333-252030) filed with the U.S. Securities and Exchange Commission, and the registration of the Exchange Shares with the Mexico's National Securities Registry (the Registro Nacional de Valores, or "RNV"). Any capitalized terms used but not defined in this opinion letter have the meaning given to such terms in the Prospectus and Offering Memorandum.

In connection with our opinions expressed below, we have examined originals or copies certified to our satisfaction of the following documents and such other documents, certificates and other statements of government officials and corporate officers of the Company as we deemed necessary for the purposes of the opinions set forth in this opinion letter:

- (a) a certificate of the California Secretary of State dated March 3, 2021 certifying the active good standing of the Company under the laws of the State of California and an Entity Status Letter from the State of California Franchise Tax Board dated March 4, 2021 as to the good standing of the Company with the Franchise Tax Board;
- (b) a copy of the Articles of Incorporation of the Company, certified by the Secretary of State of the State of California on March 11, 2021 (the "Articles of Incorporation");
- (c) a copy of the Bylaws of the Company as in effect on April 14, 2020, certified by the Secretary of the Company on March 8, 2021 (the "Bylaws"); and
- (d) copies of the certificates by the Secretary of the Company dated November 18, 2020 and April 12, 2021, with respect to the resolutions of the Board of Directors of the Company adopted on November 3, 2020 and January 9, 2021, respectively, and the resolutions of the Transaction, Pricing and Capital Recycling Committee of the Board of Directors of the Company adopted on April 10, 2021 (jointly, the "Resolutions").

We have relied, to the extent we deem such reliance proper, upon certificates of public officials and, as to any facts material to our opinions, upon certificates and representations of officers of the Company. In rendering such opinions, we have assumed without independent investigation or verification of any kind the genuineness of all signatures, the legal capacity of all natural persons signing all documents, the authenticity of all documents submitted to us as originals, the conformity to authentic original documents of all documents submitted to us as copies, the truthfulness, completeness and correctness of all factual representations and statements contained in all documents, and the accuracy and completeness of all public records examined by us.





Based upon the foregoing assumptions and subject to the qualifications set forth in this opinion letter including in Annex I, and having considered such questions of law as we have deemed necessary as a basis for the opinions expressed below, we are of the opinion that:

1. The Company is a corporation in active good standing under the laws of the State of California.
2. The exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum, including the issuance of the Exchange Shares by the Company and registration of the Exchange Shares with the RNV, (i) has been duly authorized by all necessary corporate action on the part of the Company, including the Resolutions, and validly adopted in accordance with its Bylaws, and (ii) will not result in its violation of any provision of the Articles of Incorporation or Bylaws.
3. Mr. Bruce E. MacNeil, Vice President and Treasurer of the Company, has been authorized by the Board of Directors of the Company to conduct any actions on behalf of the Company in connection with the exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum.
4. The Exchange Shares have been duly authorized for issuance by all necessary corporate action of the Company, including the Resolutions, and when issued by the Company in the exchange offer and delivered to shareholders of IEnova in accordance with the description in the Prospectus and Offering Memorandum, they will be validly issued, fully paid and nonassessable.

The opinions expressed above are as of the date hereof only, and we express no opinion as to, and assume no responsibility for, the effect of any fact or circumstance occurring, or of which we learn, subsequent to the applicable dates referenced in this opinion letter, including, without limitation, legislative and other changes in the law or changes in circumstances affecting the Company. We assume no responsibility to update this opinion letter for, or to advise you of, any such facts or circumstances of which we become aware, regardless of whether or not they affect the opinions expressed in this opinion letter.

The opinions expressed above are limited to the matters stated in this opinion letter, and no opinion is implied or may be inferred beyond those expressly stated in this opinion letter. The opinions expressed above are limited to questions arising under the Corporations Code of the State of California, and we express no opinion with respect to the applicability thereto, or the effect thereon, of the laws of any other jurisdiction or, in the case of California, any other laws, or as to any matters of municipal law or the laws of any local agencies within any state. In rendering the foregoing opinions, we have assumed that the Company will comply with all applicable notice requirements regarding uncertificated shares provided in the Corporations Code of the State of California.

This opinion letter shall be understood and interpreted in accordance with the customary practice of lawyers in California who regularly give, and lawyers who on behalf of their clients regularly advise opinion recipients regarding, opinions in exchange offers of the type described in the Prospectus and Offering Memorandum. No person may assign its rights or claims, if any, under this opinion letter. This opinion letter is being provided in the English language which shall control in all respects, and no translation of this opinion letter into any other language shall be of any force or effect in its interpretation.

This letter is being furnished only to the Company in connection with the exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum referenced in the first paragraph. This letter may not be relied upon by you for any other purpose or furnished to, or relied upon by, any other person, firm or other entity (including any person, firm or other entity that acquires shares from you) without our prior written consent, which may be granted or withheld in our sole discretion; provided, however, that, the contents of this letter may be furnished, but may not be relied upon by, (x) to any governmental or competent regulatory authority having jurisdiction over you in connection with its exercise of supervisory authority and/or if such disclosure is required by law, and (y) if such disclosure is necessary to defend or resist an action or claim in connection with the performance of your obligations

**COPIA SIMPLE**

in the exchange offer described in the Prospectus and Offering Memorandum. Our consent to any disclosure to a person referred to in the proviso to the immediately preceding sentence is given on the basis that, in each case, (1) such disclosure is made solely to enable the recipient to be informed that this letter has been given and to be made aware of its terms, but not for the purpose of reliance by such person on this letter, (2) we assume no duty or liability to any such recipient and (3) such person shall not further disclose this opinion letter except as permitted by such proviso.

Very truly yours,

*Maia Gay*

Additional Qualifications

Our opinions are subject to the following qualifications in addition to any qualifications set forth elsewhere in this opinion letter:

(a) Our opinion with respect to the active good standing of the Company set forth in paragraph 1 above is based solely upon our review of a certificate received from the Secretary of State of the State of California and the Entity Status Letter from the State of California Franchise Tax Board, as described above, and speaks only as of the date of such certificate or Entity Status Letter. Our opinions set forth in paragraphs 2 and 3 above are based solely upon our review of the Articles of Incorporation, the Bylaws, the Resolutions, and the Corporations Code of the State of California, as described above, and speak only as of the date of such documentation.

(b) We express no opinion as to, or as to the effect on the opinions contained in this opinion letter of, laws, rules and regulations such as (i) securities laws and regulations (including Regulations T, U and X of the Board of Governors of the Federal Reserve System and the Investment Company Act of 1940, as amended); (ii) banking and insurance laws and regulations; (iii) antitrust or unfair competition laws or regulations, including the Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976, as amended; (iv) usury and tax laws and regulations; (v) public utility laws and regulations and other laws regulating the generation or transmission of energy, power or gas; (vi) the Commodity Exchange Act, as amended, and related regulations; (vii) labor, pension or employee benefit laws and regulations, including, without limitation, the Employee Retirement Income Security Act of 1974, as amended, and related regulations; (viii) patent, copyright, trademark or other intellectual property laws and regulations; (ix) environmental laws and regulations; (x) health and safety laws and regulations; (xi) land use and zoning laws and regulations; (xii) statutes, ordinances, administrative decisions, rules and regulations of counties, towns, municipalities or special political subdivisions (whether created or enabled through legislative action at the federal, state or regional level); (xiii) laws, regulations and policies relating to racketeering, criminal and civil forfeiture, emergencies, foreign asset or trading controls, corrupt practices, national security, terrorism or money laundering or governing foreign investment in the United States; (xiv) any United States Executive Orders; (xv) the Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act, as amended, and related regulations; and (xvi) any laws which in our experience are not normally applicable with respect to general business corporations or exchange offers of the type described in the Prospectus and Offering Memorandum.



## [Papel Membretado de White &amp; Case LLP]

14 de abril de 2021

Semptra Energy  
488 8th Avenue  
San Diego, California 92101

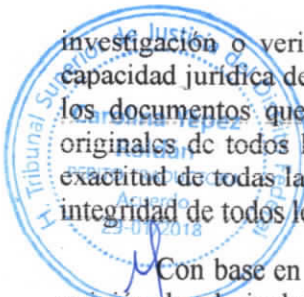
Señoras y señores:

Hemos participado como asesores legales de California de Semptra Energy, una sociedad anónima constituida conforme a las leyes de California (la "Sociedad"), en relación con la emisión de hasta 13,993,739 (trece millones novecientos noventa y tres mil setecientos treinta y nueve) acciones (las "Acciones de Intercambio") correspondientes al capital social común de la Sociedad, sin valor nominal (las "Acciones Comunes"), por la Sociedad a los titulares de acciones ordinarias de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. ("INova") como parte de la oferta de intercambio descrita en el Prospecto y Folleto Informativo presentado ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "CNBV") (dicho Prospecto y Folleto Informativo, tal como fue presentado ante la CNBV, referido en el presente como "Prospecto y Folleto Informativo") y en la declaración de registro (*registration statement*) en la Forma S-4 (Expediente No. 333-252030) presentada ante la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América, y la inscripción de las Acciones de Intercambio en el Registro Nacional de Valores (el "RNV"). Los términos con mayúscula inicial utilizados, pero no definidos en esta opinión legal tendrán el significado que se les atribuye a dichos términos en el Prospecto y Folleto Informativo.

En relación con nuestras opiniones expresadas a continuación, hemos revisado las versiones originales o copias certificadas a nuestra satisfacción de los siguientes documentos y otros documentos, certificaciones y otros oficios de funcionarios gubernamentales y funcionarios de la Sociedad y, según lo consideramos necesario para efecto de las opiniones manifestadas en esta opinión legal:

- (a) Una certificación del Secretario de estado de California (*California Secretary of State*) de fecha 03 de marzo de 2021 que certifica que la Sociedad cuenta con registro vigente conforme a las leyes del Estado de California y una Carta de Estado de Entidad (*Entity Status Letter*) del Consejo de Impuestos de Franquicias del Estado de California (*State of California Franchise Tax Board*) con fecha 04 de marzo de 2021 en cuanto al registro vigente de la Sociedad ante el Consejo de Impuestos de Franquicias;
- (b) Una copia de la escritura constitutiva (*Articles of Incorporation*), certificados por el Secretario de Estado del estado de California el 11 de marzo de 2021 (la "Escritura Constitutiva");
- (c) Una copia de los Estatutos de la Sociedad en vigor el 14 de abril de 2020 certificada por el secretario de la Sociedad el 08 de marzo de 2021 (los "Estatutos"); y
- (d) Copias de las certificaciones del secretario de la Sociedad con fechas de 18 de noviembre de 2020 y 12 de abril de 2021 respecto de las resoluciones del Consejo de Administración de la Sociedad adoptadas el 03 de noviembre de 2020 y el 09 de enero de 2021, respectivamente, y las resoluciones del Comité de Operaciones, Precios y Reciclaje de Capital del Consejo de Administración de la Sociedad adoptadas el 10 de abril de 2021 (conjuntamente, las "Resoluciones").

Nos hemos basado, en la medida en que consideramos apropiada tal referencia, en certificados de funcionarios públicos y, en cuanto a cualquier hecho relevante para nuestras opiniones, en certificados y declaraciones de funcionarios de la Sociedad. Al emitir tales opiniones, hemos asumido, sin una



investigación o verificación independiente de cualquier clase, la autenticidad de todas las firmas, la capacidad jurídica de todas las personas físicas que firman todos los documentos, la autenticidad de todos los documentos que nos han sido presentados como originales, la conformidad con los documentos originales de todos los documentos que nos han sido presentados en copias, la veracidad, integridad y exactitud de todas las declaraciones y afirmaciones contenidas en todos los documentos, y la exactitud e integridad de todos los registros públicos revisados por nosotros.

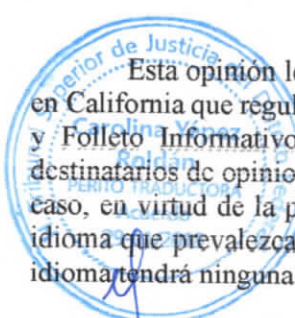
Con base en los supuestos anteriores y conforme a los requisitos que se establecen en la presente opinión legal, incluido el Ancexo I, y habiendo considerado las cuestiones de derecho que hemos considerado necesarias como base para las opiniones expresadas a continuación, somos de la opinión de que:

1. La Sociedad es una empresa con registro vigente (*active good standing*) conforme a las leyes del estado de California.
2. La oferta de intercambio descrita en el Prospecto y Folleto Informativo, incluida la emisión de las Acciones de Intercambio por la Sociedad y la inscripción de las Acciones de Intercambio en el RNV, (i) ha sido debidamente autorizada mediante las decisiones que la Sociedad consideró necesario tomar, incluidas las Resoluciones válidamente adoptadas de conformidad con sus Estatutos, y (ii) no resultarán en la violación de cualquier disposición de la Escritura Constitutiva o de los Estatutos.
3. El Sr. Bruce E. MacNeil, vicepresidente y Tesorero de la Sociedad, ha sido debidamente autorizado por el Consejo de Administración de la Sociedad como su apoderado para llevar a cabo cualquier acción en nombre de la Sociedad en relación con la oferta de intercambio que se describe en el Prospecto y en el Folleto Informativo.
4. Las Acciones de Intercambio han sido debidamente autorizadas para su emisión mediante las decisiones que la Sociedad consideró necesario tomar, incluidas las Resoluciones, y cuando la Sociedad las emita en la oferta de intercambio y las entregue a los accionistas de IEnova de acuerdo con lo descrito en el Prospecto y en el Folleto Informativo, dichas acciones serán válidamente emitidas, totalmente pagadas y liberadas.

Las opiniones expresadas anteriormente son hasta la fecha de este documento únicamente, y no expresamos opinión alguna sobre el efecto de cualquier hecho o circunstancia que ocurra, y no asumimos ninguna responsabilidad por lo mismo, o de las que tengamos conocimiento, con posterioridad a las fechas aplicables a las que se hace referencia en esta opinión legal, incluidos, entre otros, los cambios en las leyes y de otro tipo en la legislación o los cambios en las circunstancias que afectan a la Sociedad. No asumimos ninguna responsabilidad de actualizar esta opinión legal para tales hechos o circunstancias de las que lleguemos a tener conocimiento de informarle sobre los mismos, independientemente de si afectan o no a las opiniones que se expresan en esta opinión legal.

Las opiniones que se expresaron anteriormente se limitan a los asuntos que se indican en la presente opinión legal, y ninguna opinión está implícita ni puede inferirse más allá de las expresamente indicadas en la presente opinión legal. Las opiniones expresadas anteriormente se limitan a cuestiones que surgen del Código de Sociedades del Estado de California (*Corporations Code of the State of California*), y no expresamos ninguna opinión con respecto a la aplicabilidad del mismo o su efecto, de las leyes de cualquier otra jurisdicción o, en el caso de California, de cualquier otra ley, o de cualquier asunto de la ley municipal o de las leyes de cualquier organismo gubernamental local dentro de cualquier estado. Al emitir las opiniones anteriores, hemos asumido que la Sociedad cumplirá con todos los requisitos de notificación aplicables respecto a las acciones no certificadas según lo establece el Código de Sociedades del estado de California.





Esta opinión legal se entenderá e interpretará de acuerdo con la práctica habitual de los abogados en California que regularmente emiten opiniones en ofertas de intercambio del tipo descrito en el Prospecto y Folleto Informativo y de abogados que, en nombre de sus clientes, regularmente asesoran a los destinatarios de opiniones legales al respecto. Ninguna persona podrá ceder sus derechos o acciones, en su caso, en virtud de la presente opinión legal. Esta opinión legal se presenta en idioma inglés, que será el idioma que prevalezca en todos los aspectos, y ninguna traducción de esta opinión legal a cualquier otro idioma tendrá ninguna validez o impacto con respecto a su interpretación.

Esta opinión legal se presenta únicamente a la Sociedad en relación con la oferta de intercambio descrita en el Prospecto y en el Folleto Informativo a que se hace referencia en el primer párrafo. Esta opinión legal no podrá ser utilizada por usted para ningún otro propósito ni podrá entregarse a cualquier otra persona física, moral u otra entidad (incluida cualquier persona física o moral u otra entidad que adquiera acciones de usted) sin nuestro consentimiento previo por escrito, mismo que puede concederse o retenerse a nuestra entera discreción; sin embargo, el contenido de esta opinión legal puede presentarse a, más no podrá utilizarla, (x) cualquier autoridad gubernamental reguladora o competente que tenga jurisdicción sobre usted en relación con su ejercicio de autoridad supervisora y/o si se requiere dar a conocer dicha opinión por ley, y (y) si dicha divulgación de información es necesaria para defender o abstenerse de entablar un juicio o reclamación en relación con el cumplimiento de sus obligaciones en la oferta de intercambio que se describe en el Prospecto y en el Folleto Informativo. Nuestro consentimiento a cualquier revelación a una persona a la que se refiere la oración inmediatamente anterior se da con base en el hecho de que, en cada caso, (1) dicha divulgación se haga únicamente para permitir que el destinatario sea informado de que se ha presentado esta carta y que se le dé cuenta de sus términos, pero no con el fin de que dicho tercero la utilice, (2) no asumimos ningún deber o responsabilidad ante cualquier destinatario y (3) dicha persona no deberá, a su vez, revelar esta opinión, excepto cuando lo permita dicha condición.

Atentamente,

[firma autógrafa]

ANEXO IRequisitos adicionales

Nuestras opiniones están sujetas a los siguientes requisitos, además de los que se establezcan en otra parte de esta opinión legal:

- (a) Nuestra opinión, con respecto al registro vigente de la Sociedad que se menciona en el párrafo 1 anterior, se basa únicamente en nuestra revisión de una certificación que se recibió del Secretario de Estado del estado de California y en la Carta del Estado de Entidad del Consejo de Impuestos de Contribuciones del estado de California, como se describe anteriormente, y refieren únicamente a la fecha de dicha certificación o a la Carta del Estado de Entidad. Nuestras opiniones establecidas en los párrafos 2 y 3 anteriores se basan exclusivamente en nuestra revisión de la Escritura Constitutiva, de los Estatutos, de las Resoluciones, y el Código de Sociedades del Estado de California (*Corporations Code of the State of California*), como se describe anteriormente, y refieren únicamente a la fecha de dicha documentación.
- (b) No expresamos ninguna opinión con respecto a las opiniones contenidas en la opinión legal de leyes, normas y reglamentos, tales como (i) leyes y reglamentos sobre valores (incluidos los Reglamentos T, U y X del Consejo de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal (*Regulations T, U and X of the Board of Governors of the Federal Reserve System*) y la Ley de Sociedades de Inversión de 1940 (*Investment Company Act of 1940*) vigente); (ii) leyes y reglamentos bancarios y de seguros; (iii) leyes o reglamentos antimonopolio o de competencia desleal, incluida la Ley de Mejoras Antimonopolio Hart-Scott-Rodino de 1976 (*Hart-Scott-Rodino Antitrust Improvements Act of 1976*), vigente; (iv) leyes y reglamentos sobre usura y tributación; (v) leyes y reglamentos de servicios públicos y otras leyes que controlan la generación o transmisión de energía o gas; (vi) la Ley de la Bolsa de Mercancías, (*Commodity Exchange Act*) vigente, y reglamentos relacionados; (vii) leyes y reglamentos en materia laboral de pensiones o de prestaciones para los trabajadores, incluida, entre otras, la Ley de Seguridad de Ingresos por Jubilación de los Empleados de 1974 (*Employee Retirement Income Security Act of 1974*), vigente, y reglamentos relacionados; (viii) leyes y reglamentos sobre patentes, derechos de autor, marcas comerciales u otros reglamentos de propiedad intelectual; (ix) leyes y reglamentos ambientales; (x) leyes y reglamentos sobre salud y seguridad; (xi) leyes y reglamentos sobre el uso de la tierra y la zonificación; (xii) leyes, bandos municipales, decisiones administrativas, normas y reglamentos de condados, ciudades, municipios o subdivisiones políticas especiales (ya sean creadas o habilitadas mediante medidas legislativas a nivel federal, estatal o regional); (xiii) las leyes, reglamentos y políticas relativas a la delincuencia organizada, la confiscación penal y civil, las emergencias, los controles de activos o de comercio extranjeros, las prácticas sobre corrupción, la seguridad nacional, el terrorismo o el lavado de dinero o la reglamentación de la inversión extranjera en los Estados Unidos; (xiv) cualquier Decreto de los Estados Unidos; (xv) la Reforma de la ley Dodd-Frank de Wall Street y la Ley de Protección del Consumidor (*Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act*), vigente, y reglamentaciones relacionadas; y (xvi) cualquier ley que en nuestra experiencia no sea normalmente aplicable con respecto a sociedades anónimas generales u ofertas de intercambio del tipo descrito en el Prospecto y Folleto Informativo.

CIUDAD DE MÉXICO

## CERTIFICACIÓN

La suscrita, Lic. Carolina Yépez Roldán, perita traductora INGLÉS-ESPAÑOL-INGLÉS autorizada por el H. Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad de México, según consta en el *Acuerdo 29-01/2018* emitido por el Consejo de la Judicatura de la Ciudad de México en el Boletín Judicial el día veintitrés de marzo del año dos mil dieciocho ([www.iejdf.gob.mx](http://www.iejdf.gob.mx)) y por el Consejo de la Judicatura Federal, según consta en el *Oficio Número CCJ/ST/3488/2020* ([www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado\\_peritos\\_PJF\\_2021.PDF](http://www.dof.gob.mx/2020/CJF/listado_peritos_PJF_2021.PDF)) con el número P. 1177-2021 emitido el día ocho de diciembre del año dos mil veinte, con cédula profesional *No. 6755397* expedida por la Dirección General de Profesiones (DGP) de la Secretaría de Educación Pública (SEP) de México declara que tiene dominio de los idiomas español e inglés y **CERTIFICA QUE:** a su leal saber y entender, la traducción que antecede es una traducción fiel y correcta en 4 fojas útiles del inglés al español del documento original que se acompaña al presente en copia simple, que consta de 4 fojas útiles que tuvo a la vista al momento de elaborar la presente traducción. -----

No. de folio

0645



Ciudad de México

a 15 de abril el 21

  
Firma  
**CAROLINA YÉPEZ ROLDÁN**  
Perita traductora

El siguiente documento se acompaña a la traducción:

- Opinión legal que emite White & Case para hacer constar su participación como asesores legales de California de Sempra Energy

7580-7004

F01-08/01/2021

55-4135-9254

c.yepeszoldan@gmail.com



## Certificación

### **Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.**

Los suscritos, en nuestro carácter de consejeros independientes de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (la “Sociedad”) y delegados especiales de la sesión extraordinaria del Consejo de Administración (el “Consejo”) de fecha 14 de abril de 2021 (la “Sesión”), certificamos para todos los efectos legales a que haya lugar que, en la Sesión, a la cual asistieron la totalidad de los miembros de dicho Consejo, y en la cual se abstuvieron de estar presentes en la deliberación y votación aquellos miembros del Consejo que manifestaron tener un conflicto de interés, se aprobó por unanimidad de votos de los miembros del Consejo que participaron en la deliberación y votación, entre otras cosas, opinar favorablemente respecto del factor de intercambio incluido en la carta oferta definitiva de fecha 12 de abril de 2021 (la “Carta de Oferta”) por parte de Sempra Energy (“Sempra”) para llevar a cabo una oferta pública de adquisición y suscripción recíproca de la totalidad de las acciones representativas del capital social de IEnova, de las que es titular el gran público inversionista (las cuales representan aproximadamente el 29.83% de las acciones representativas del capital social de IEnova) a cambio de acciones comunes representativas del capital social de Sempra (la “Oferta de Intercambio”), toda vez que la contraprestación en acciones de Sempra derivada de aplicar dicho factor de intercambio, considerando los precios de mercado prevalecientes para las acciones de Sempra y el tipo de cambio peso-dólar al cierre de los mercados el 13 de abril de 2021, es desde el punto de vista financiero razonable para los accionistas de IEnova.

Lo anterior, conforme a la recomendación del Comité de Prácticas Societarias de la Sociedad (el “Comité”) en relación con la Oferta de Intercambio, misma que se sustenta, entre otros factores, en la opinión de razonabilidad (*fairness opinion*), desde el punto de vista financiero, de fecha 14 de abril de 2021, emitida por parte de JPMorgan Securities LLC, experto independiente en relación con la Oferta de Intercambio (la “Opinión del Experto Independiente”).

Asimismo, certificamos que, en la Sesión, el Consejo tomó nota de la manifestación por escrito de los miembros del Consejo de Administración, incluyendo la Directora General de IEnova, respecto del número de acciones de IEnova de las que son titulares y la decisión que tomarán respecto de dichos valores en relación con la Oferta de Intercambio, de la siguiente forma:

Participa en la Oferta de Intercambio		No participa en la Oferta de Intercambio		Total	
35,000	100%	0	0%	35,000	100%

Por último, certificamos que, en la Sesión, el Consejo tomó nota de la manifestación de los conflictos de interés de los señores Randall Lee Clark, Faisel Hussain Khan, Jennifer Frances Jett, Trevor Ian Mihalik, Erle Allen Nye, Jr., Peter Ronan Wall, Lisa Glatch, Tania Ortiz Mena López Negrete, Carlos Ruíz Sacristán y Vanesa Madero Mabama, para participar y estar presentes en la deliberación y votación de todos los temas relacionados con la Oferta Intercambio, incluyendo respecto de la Carta de Oferta y la opinión del Consejo en términos del artículo 101 de la LMV, sin que ello haya afectado el quórum requerido para la instalación de la Sesión antes mencionada.

Expedimos la presente certificación para todos los efectos legales a que haya lugar y autorizamos que la misma sea presentada a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores como parte del proceso de autorización de la Oferta de Intercambio y se agregue como anexo del Prospecto y Folleto Informativo de Sempra en relación con la Oferta de Intercambio.



Copia de la Opinión del Experto Independiente y su traducción al español se adjuntan como **Anexo "A"**.

Un resumen de la información de soporte de la Opinión del Experto Independiente y su traducción al español se adjunta como **Anexo "B"**.

Ciudad de México, a 14 de abril de 2021.



Aarón Dychter Poltolarek  
Consejero independiente y  
delegado especial del Consejo



Alberto Felipe Mulás Alonso  
Consejero independiente y  
delegado especial del Consejo



José Julián Sidaoui Dib  
Consejero independiente y  
delegado especial del Consejo

**Anexo “A”**

Copia de la Opinión del Experto Independiente y su traducción al español

# J.P.Morgan

April 14, 2021

## STRICTLY CONFIDENTIAL

The Board of Directors  
The Corporate Practices Committee  
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.  
Paseo de la Reforma 342, Piso 24  
Col. Juárez, Mexico City, 06600  
Attention: Carlos Ruiz Sacristán, Chairman

Members of the Board of Directors and Corporate Practices Committee:

You have requested our opinion as to the fairness, from a financial point of view, to the holders of ordinary, nominative shares, no par value (the "Company Common Stock") of Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (the "Company") of the Consideration (as defined below) in connection with the proposed exchange offer of Sempra Energy (the "Acquiror") to acquire all of the issued and outstanding Company Common Stock (the "Share Exchange Offer"). In the Share Exchange Offer, we understand that each outstanding share of Company Common Stock that is validly tendered and not withdrawn, other than shares of Company Common Stock owned by the Acquiror and its affiliates, would be converted into the right to receive 0.0323 shares (the "Consideration") of the Acquiror's common stock, without par value (the "Acquiror Common Stock"). We understand that the Share Exchange Offer is being made pursuant to (i) the *Prospecto y Folleto Informativo* (the "Share Exchange Offer Document") to be filed by the Acquiror with the *Comisión Nacional Bancaria y de Valores of Mexico* ("CNBV") and (ii) the Prospectus among the Company and the Acquiror to be filed by the Acquiror with the United States Securities and Exchange Commission (the "SEC") on Form S-4 (together, the "Exchange Offer Documents"). The terms and conditions of the Share Exchange Offer are more fully set forth in the Exchange Offer Documents.

In connection with preparing our opinion, we have (i) reviewed a draft of the Share Exchange Offer Document and a draft of the Prospectus; (ii) reviewed certain publicly available operating and financial information concerning the Company and the industries in which it operates; (iii) compared the proposed financial terms of the Share Exchange Offer with the publicly available financial terms of certain transactions involving companies we deemed relevant and the consideration paid for such companies; (iv) compared the financial and operating performance of the Company with publicly available information concerning certain other companies we deemed relevant and reviewed the current and historical market prices of the Company Common Stock and certain publicly traded securities of such other

companies; (v) reviewed certain internal financial analyses and forecasts prepared by the management of the Company relating to its business; and (vi) performed such other financial studies and analyses and considered such other information as we deemed appropriate for the purposes of this opinion.

In addition, we have held discussions with certain members of the management of the Company and the Acquiror with respect to certain aspects of the Share Exchange Offer, and the past and current business operations of the Company and the Acquiror, the financial condition and future prospects and operations of the Company and the Acquiror, the effects of the Share Exchange Offer on the financial condition and future prospects of the Company and the Acquiror, and certain other matters we believed necessary or appropriate to our inquiry.

In giving our opinion, we have relied upon and assumed the accuracy and completeness of all information that was publicly available or was furnished to or discussed with us by the Company and the Acquiror or otherwise reviewed by or for us. We have not independently verified any such information or its accuracy or completeness and, pursuant to our engagement letter with the Company, we did not assume any obligation to undertake any such independent verification. We have not conducted or been provided with any valuation or appraisal of any assets or liabilities (contingent or otherwise), nor have we evaluated the solvency of the Company or the Acquiror under any state or federal laws relating to bankruptcy, insolvency or similar matters. In relying on financial analyses and forecasts provided to us or derived therefrom, we have assumed that they have been reasonably prepared based on assumptions reflecting the best currently available estimates and judgments by management as to the expected future results of operations and financial condition of the Company to which such analyses or forecasts relate. We express no view as to such analyses or forecasts or the assumptions on which they were based. In preparing this opinion, we have assumed that the Share Exchange Offer has been independently negotiated and is not tied to, or related in any manner, to any other transactions. We have also assumed that the Share Exchange Offer and the other transactions contemplated by the Exchange Offer Documents will be consummated as described in the Exchange Offer Documents, and that the definitive Exchange Offer Documents and the terms under which the Share Exchange Offer is consummated will not differ in any material respects from the drafts thereof furnished to us. We have also assumed that the Share Exchange Offer will be conducted in accordance with and in the manner described in the Exchange Offer Documents in all respects material to our analysis. We have also assumed that as part of the Share Exchange Offer, no party or person has agreed or offered to make any payment or receive consideration (of any nature) that is not expressly contemplated in the Exchange Offer Documents or agreements ancillary thereto. We express no view or opinion on any potential tax consequence of the Share Exchange Offer. We are not legal, regulatory or tax experts and have relied on the assessments made by advisors to the Company with

respect to such issues. We have further assumed that all material governmental, regulatory or other consents and approvals necessary for the consummation of the Share Exchange Offer will be obtained without any adverse effect on the Company or the Acquiror or on the contemplated benefits of the Share Exchange Offer.

Our opinion is necessarily based on economic, market and other conditions as in effect on, and the information made available to us as of, the date hereof. Events or circumstances occurring after the date hereof (including changes in laws and regulations or other unforeseen events) may affect this opinion and the assumptions used in preparing it, and we do not assume any obligation to update, revise or reaffirm this opinion. We further note that the potential volatility and disruption in the credit, financial and currency markets derived from political uncertainty or domestic economic outlooks may or may not have an effect on the Company, the Acquiror or the Share Exchange Offer and we are not expressing an opinion as to the effects of such potential volatility or such disruption on the Company, the Acquiror or the Share Exchange Offer. Our opinion is limited to the fairness, from a financial point of view, of the Consideration to be paid to the holders of the Company Common Stock, other than shares of Company Common Stock owned by the Acquiror and its affiliates, in the proposed Share Exchange Offer and we express no opinion as to the fairness of any consideration to be paid in connection with the Share Exchange Offer to the holders of any other class of securities, creditors or other constituencies of the Company or as to the underlying decision by the Company to engage in the Share Exchange Offer or the merits of the Share Exchange Offer itself. We are expressing no opinion herein as to the price at which the Company Common Stock or the Acquiror Common Stock will trade at any future time.

We note that we were not authorized to and did not solicit any expressions of interest from any other parties with respect to the sale of all or any part of the Company or any other alternative transaction. We have acted as financial advisor to the Company with respect to the proposed Share Exchange Offer and will receive a fee from the Company for our services, a substantial portion of which will become payable only if the proposed Share Exchange Offer is consummated. In addition, the Company has agreed to indemnify us for certain liabilities arising out of our engagement. During the two years preceding the date of this letter, we and our affiliates have had commercial or investment banking relationships with the Company and the Acquiror, for which we and such affiliates have received customary compensation. Such services during such period have included acting as financial advisor to the Acquiror in connection with its U.S.\$2.5 billion divestiture of U.S. renewables and non-utility natural gas storage assets, which closed in April 2019; and with respect to the Company, acting as Joint Lead Bookrunner in connection with its U.S.\$800 million bond issuance, which closed in September 2020. In addition, we and our affiliates hold, on a proprietary basis, less than 1% of the outstanding common stock of each of the Company and the

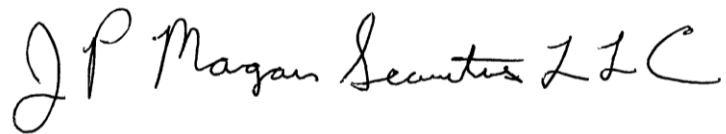
Acquiror. In the ordinary course of our businesses, we and our affiliates may actively trade the debt and equity securities or financial instruments (including derivatives, bank loans or other obligations) of the Company or the Acquiror for our own account or for the accounts of customers and, accordingly, we may at any time hold long or short positions in such securities or other financial instruments.

On the basis of and subject to the foregoing, it is our opinion as of the date hereof that the Consideration to be paid to the holders of the Company Common Stock, other than shares of Company Common Stock owned by the Acquiror and its affiliates, in the proposed Share Exchange Offer is fair, from a financial point of view, to such holders.

The issuance of this opinion has been approved by a fairness opinion committee of J.P. Morgan Securities LLC. This letter is provided solely for the benefit of the Board of Directors and the Corporate Practices Committee of the Company (in their capacity as such) in connection with and for the purposes of their evaluation of the Share Exchange Offer, and is not on behalf of, and shall not confer rights or remedies upon, any shareholder, creditor or any other person other than the Board of Directors and Corporate Practices Committee of the Company or be used or relied upon for any other purpose. This opinion may not be disclosed, referred to, or communicated (in whole or in part) to any third party for any purpose whatsoever except with our prior written approval.

Very truly yours,

J.P. MORGAN SECURITIES LLC<sup>1</sup>

A handwritten signature in cursive script that reads "JP Morgan Securities LLC". The signature is written in black ink and is positioned below the typed name of the firm.

---

<sup>1</sup> V607855



14 de abril de 2021

ESTRICTAMENTE CONFIDENCIAL

Consejo de Administración  
Comité de Practicas Societarias  
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.  
Col. Juárez, Ciudad de México, 06600  
Atención: Carlos Ruiz Sacristán, Presidente

Miembros del Consejo de Administración y Comité de Practicas Societarias:

Ustedes han solicitado nuestra opinión de la razonabilidad (*fairness opinion*), desde un punto de vista financiero, para los tenedores de acciones ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal (las "Acciones Ordinarias de la Sociedad") de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (la "Sociedad"), con respecto a la Contraprestación (según dicho término se define más adelante) en relación con la oferta de intercambio propuesta por Sempra Energy (el "Adquirente") para adquirir todas las Acciones Ordinarias de la Sociedad emitidas y en circulación (la "Oferta de Intercambio de Acciones"). En la Oferta de Intercambio de Acciones, entendemos que cada acción ordinaria en circulación de la Sociedad que haya sido válidamente presentada y no sea retirada, distinta de acciones pertenecientes a las Acciones Ordinarias de la Sociedad de las que es titular el Adquirente y sus afiliadas, se convertirá en el derecho a recibir 0.0323 acciones (la "Contraprestación") de las acciones ordinarias del Adquirente, sin expresión de valor nominal (las "Acciones Ordinarias del Adquirente"). Entendemos que la Oferta de Intercambio de Acciones se realizará de conformidad con (i) el Prospecto y Folleto Informativo (el "Documento de la Oferta de Intercambio de Acciones") a ser presentado por el Adquirente ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores de México ("CNBV") y (ii) el Prospecto entre la Sociedad y el Adquirente a ser presentado por el Adquirente ante la *United States Securities and Exchange Commission* (la "SEC") mediante el Formulario S-4 (*Form S-4*) (conjuntamente, los "Documentos de la Oferta de Intercambio"). Los términos y condiciones de la Oferta de Intercambio de Acciones se describen con mayor detalle en los Documentos de la Oferta de Intercambio.

En relación con la preparación de nuestra opinión, hemos (i) revisado un borrador del Documento de la Oferta de Intercambio de Acciones y un borrador del Prospecto; (ii) revisado cierta información operativa y financiera disponible públicamente relativa a la Sociedad y a las industrias en las que opera; (iii) comparado los términos financieros propuestos de la Operación con los términos financieros públicamente disponibles de ciertas operaciones que involucran a sociedades que consideramos relevantes y la contraprestación pagada por dichas sociedades; (iv) comparado el desempeño financiero y operativo de la Sociedad con la información disponible públicamente relativa a ciertas otras sociedades que consideramos relevantes y revisamos los precios de mercado actuales e históricos de las Acciones Ordinarias de la Sociedad y ciertos valores de dichas sociedades

cotizados públicamente; (v) revisado ciertos análisis y proyecciones financieras preparadas por la administración de la Sociedad en relación con su negocio; y (vi) realizado otros estudios y análisis financieros y considerado diversa información que hemos considerado relevante para efectos de esta opinión.

Asimismo, hemos mantenido conversaciones con ciertos miembros de la administración de la Sociedad y del Adquirente con respecto a ciertos aspectos de la Operación, y a las operaciones comerciales pasadas y actuales de la Sociedad y del Adquirente, a la situación financiera y a las perspectivas y operaciones futuras de la Sociedad y del Adquirente, a los efectos de la Operación en la situación financiera y las perspectivas futuras de la Sociedad y del Adquirente, y a otras cuestiones que consideramos necesarias o apropiadas para nuestra investigación.

Al emitir nuestra opinión, nos hemos basado en y hemos asumido la exactitud e integridad de toda la información que estaba disponible públicamente o que nos fue proporcionada o que discutimos con la Sociedad y el Adquirente o revisada de otro modo por o para nosotros. No hemos verificado de forma independiente dicha información ni su exactitud o integridad y, de conformidad con nuestra propuesta de servicios celebrada con la Sociedad, no asumimos ninguna obligación de realizar dicha verificación independiente. No hemos realizado ni se nos ha proporcionado ningún avalúo o valuación de ningún activo o pasivo (contingente o de otro tipo), ni hemos evaluado la solvencia de la Sociedad o del Adquirente de conformidad con alguna ley estatal o federal relativa a concurso mercantil, quiebra, insolvencia o asuntos similares. Al basarnos en los análisis financieros y las proyecciones que nos fueron proporcionados o que derivan de ellos, hemos asumido que han sido razonablemente elaborados con base en supuestos que reflejan los mejores estimados disponibles y consideraciones de la administración de la Sociedad acerca de los resultados futuros esperados de las operaciones y de la situación financiera de la Sociedad a la que se refieren dichos análisis o proyecciones. No expresamos ninguna opinión sobre dichos análisis o proyecciones ni sobre los supuestos en los que se han basado. En la elaboración de la presente opinión, hemos asumido que la Operación se ha negociado de forma independiente y no está vinculada ni relacionada de forma alguna con otras operaciones. También hemos asumido que la Operación y las demás operaciones contempladas en los Documentos de la Oferta de Intercambio serán consumadas de conformidad con los términos descritos en los Documentos de la Oferta de Intercambio, y que los Documentos de la Oferta de Intercambio definitivos y los términos en los que se consume la Operación no diferirán en ningún aspecto material de los borradores que nos han sido proporcionados. También hemos asumido que la Oferta de Intercambio se llevará a cabo de conformidad con y en los términos descritos en los Documentos de la Oferta en todos los aspectos materiales para nuestro análisis. También hemos asumido que, como parte de la Operación, ninguna parte o persona ha acordado u ofrecido realizar ningún pago o recibir una contraprestación (de cualquier naturaleza) que no esté expresamente contemplada en los Documentos de la Oferta de Intercambio o en los contratos auxiliares de los mismos. No expresamos ningún punto de vista u opinión sobre las posibles consecuencias fiscales de la Operación. No somos expertos en cuestiones legales, regulatorias o fiscales y nos hemos basado en las evaluaciones realizadas por los asesores de la Sociedad con respecto a dichas cuestiones. Asimismo, hemos asumido que todos los consentimientos y aprobaciones gubernamentales, regulatorias o de otro tipo necesarios para la consumación de la Operación se obtendrán sin

ningún efecto adverso para la Sociedad o el Adquirente o para los beneficios contemplados de la Operación.

Nuestra opinión se basa necesariamente en condiciones financieras, económicas, o de otra índole que se encuentren en vigor, al igual que en la información puesta a nuestra disposición, a la fecha de la presente. Los eventos o circunstancias que ocurran después de esta fecha (incluidos los cambios en las leyes y reglamentos u otros acontecimientos no predecibles) pueden afectar la presente opinión y los supuestos utilizados para la preparación de dicha opinión, y no asumimos obligación alguna de actualizar, modificar, o reafirmar la presente opinión. Asimismo, hacemos notar que la volatilidad y las potenciales alteraciones en los mercados crediticios, financieros y de divisas derivadas de la incertidumbre política o de las perspectivas económicas nacionales pueden tener o no un efecto sobre la Sociedad, el Adquirente o la Operación y no expresamos una opinión sobre los efectos de dicha potencial volatilidad o de dichas alteraciones sobre la Sociedad, el Adquirente o la Operación. Nuestra opinión se limita a la razonabilidad (*fairness*) desde un punto de vista financiero, de la Contraprestación que se pagará a los tenedores de las Acciones Ordinarias de la Sociedad, distintas de las Acciones Ordinarias de la Sociedad propiedad del Adquirente y sus afiliadas, en la Operación propuesta y no expresamos ninguna opinión sobre la razonabilidad (*fairness*) de cualquier contraprestación que se pague en relación con la Operación a los tenedores de cualquier otra clase de valores, acreedores u otros grupos de la Sociedad o sobre la decisión subyacente de la Sociedad de participar en la Operación o los méritos de la Operación en sí. No expresamos ninguna opinión en la presente opinión sobre el precio al que cotizarán las Acciones Ordinarias de la Sociedad o las Acciones Ordinarias del Adquirente en cualquier momento futuro.

Hacemos notar que no fuimos autorizados a solicitar, ni solicitamos, manifestación de interés alguna de cualesquiera otras partes con respecto a la venta de la totalidad o de una parte de la Sociedad o de cualquier otra operación alternativa. Hemos actuado como asesores financieros de la Sociedad con respecto a la Operación propuesta y recibiremos el pago de honorarios de la Sociedad por nuestros servicios, una parte sustancial de los cuales será pagadera únicamente si se consuma la Operación propuesta. Además, la Sociedad ha acordado indemnizarnos por determinadas responsabilidades derivadas de nuestro mandato. Durante los dos años anteriores a la fecha de esta opinión, nosotros y nuestras afiliadas hemos mantenido relaciones comerciales o de banca de inversión con la Sociedad y el Adquirente, por las que nosotros y dichas afiliadas hemos recibido compensaciones de mercado. Dichos servicios durante dicho periodo han incluido nuestra participación como asesores financieros del Adquirente en relación con su desinversión de 2,500 millones de dólares en activos de energías renovables y de almacenamiento de gas natural en Estados Unidos, la cual cerró en abril de 2019; y con respecto a la Sociedad, actuamos como Colocadores Líderes Conjuntos (*Joint Lead Bookrunner*) en relación con su oferta de bonos de 800 millones de dólares, la cual cerró en septiembre de 2020. Adicionalmente, nosotros y nuestras afiliadas somos titulares, como propietarios, de menos del 1% de las acciones ordinarias en circulación de la Sociedad y del Adquirente. En el curso ordinario de nuestros negocios, nosotros y nuestras afiliadas podemos operar activamente los valores de deuda y de capital o los instrumentos financieros (incluyendo derivados, préstamos bancarios u otras obligaciones) de la Sociedad o del Adquirente por cuenta propia o por la de los clientes

y, consecuentemente, podemos mantener en cualquier momento posiciones largas o cortas en dichos valores u otros instrumentos financieros.

Con base en y sujeto a lo anterior, nuestra opinión a esta fecha es que la Contraprestación que se pagará a los tenedores de las Acciones Ordinarias de la Sociedad, distintas de las Acciones Ordinarias de la Sociedad propiedad del Adquirente y sus afiliadas, en la Operación propuesta es razonable (*fair*), desde un punto de vista financiero, para dichos tenedores.

La emisión de esta opinión ha sido aprobada por un comité de opiniones de razonabilidad (*fairness opinion committee*) de J.P. Morgan Securities LLC. Esta carta se emite exclusivamente en beneficio del Consejo de Administración y Comité de Practicas Societarias de la Sociedad (en dicho carácter) en relación con y para efectos de su evaluación de la Operación, y no se emite en nombre de, y no le confiere derecho o recurso alguno a cualquier accionista, acreedor o cualquier otra persona distinta del Consejo de Administración y Comité de Practicas Societarias de la Sociedad, ni podrá ser utilizada o usada como base para ningún otro fin. La presente opinión no podrá ser divulgada, referida o comunicada (en su totalidad o en parte) a cualquier tercero para cualquier motivo sin nuestro previo consentimiento por escrito.

Atentamente,

J.P. MORGAN SECURITIES LLC

[JPMS Director Ejecutivo a firmar a mano:]

J.P. Morgan Securities LLC

[Insertar como nota al pie de página, el número GID del Director Ejecutivo]

## **Anexo “B”**

Resumen de la información de soporte de la Opinión del Experto Independiente y su traducción al español

## **Opinion of the Independent Financial Advisor to the Corporate Practices Committee of IEnova's Board of Directors**

Pursuant to an engagement letter, IEnova retained J.P. Morgan to act as financial advisor to the Corporate Practices Committee of IEnova's board of directors and deliver a fairness opinion in connection with the exchange offer.

At the meeting of the Corporate Practices Committee of IEnova on April 14, 2021, J.P. Morgan rendered its oral opinion and delivered its written opinion to the board of directors and Corporate Practices Committee, that, as of such date and based upon and subject to the factors and assumptions set forth in its opinion, the consideration to be paid to IEnova's shareholders (other than Semptra and its affiliates) in the exchange offer was fair, from a financial point of view, to such shareholders.

The full text of the written opinion of J.P. Morgan, dated April 14, 2021, which sets forth, among other things, the assumptions made, matters considered and limits on the review undertaken, is filed as Exhibit 99.2 to this registration statement and is incorporated herein by reference. The summary of the opinion of J.P. Morgan set forth in this prospectus is qualified in its entirety by reference to the full text of such opinion. IEnova's shareholders are urged to read the opinion in its entirety. J.P. Morgan's written opinion was addressed to IEnova's board of directors and Corporate Practices Committee (in their capacity as such) in connection with and for the purposes of its evaluation of the exchange offer, was directed only to the consideration to be paid in the exchange offer and did not address any other aspect of the exchange offer. J.P. Morgan expressed no opinion as to the fairness of the consideration to the holders of any other class of securities, creditors or other constituencies of IEnova or as to the underlying decision by IEnova to engage in the exchange offer. The issuance of J.P. Morgan's opinion was approved by a fairness committee of J.P. Morgan. The opinion does not constitute a recommendation to any IEnova shareholder as to whether such shareholder should tender their IEnova ordinary shares in the exchange offer or any other matter, and does not confer rights or remedies upon any shareholder, creditor or any other person other than IEnova's board of directors and Corporate Practices Committee.

In arriving at its opinions, J.P. Morgan, among other things:

- reviewed certain internal financial analyses and forecasts prepared by the management of IEnova relating to its business;
- reviewed a draft of the *Prospecto y Folleto Informativo* (the "exchange offer document"), the Mexican prospectus filed by Semptra with the CNBV and a draft of this prospectus (together, the "exchange offer documents");
- reviewed certain publicly available business and financial information concerning IEnova and the industries in which it operates;
- compared the proposed financial terms of the exchange offer with the publicly available financial terms of certain transactions involving companies J.P. Morgan deemed relevant and the consideration received for such companies;
- compared the financial and operating performance of IEnova with publicly available information concerning certain other companies J.P. Morgan deemed relevant and reviewed the current and historical market prices of IEnova ordinary shares and certain publicly traded securities of such other companies; and



- performed such other financial studies and analyses and considered such other information as J.P. Morgan deemed appropriate for the purposes of its opinion.

In addition, J.P. Morgan held discussions with certain members of the management of IEnova and Sempra with respect to certain aspects of the exchange offer, and the past and current business operations of IEnova and Sempra, the financial condition and future prospects and operations of IEnova and Sempra, the effects of the exchange offer on the financial condition and future prospects of IEnova and Sempra, and certain other matters J.P. Morgan believed necessary or appropriate to its inquiry.

In giving its opinion, J.P. Morgan relied upon and assumed the accuracy and completeness of all information that was publicly available or was furnished to or discussed with J.P. Morgan by IEnova and Sempra or otherwise reviewed by or for J.P. Morgan, and J.P. Morgan did not independently verify (and did not assume responsibility or liability for independently verifying) any such information or its accuracy or completeness. J.P. Morgan did not conduct or was not provided with any valuation or appraisal of any assets or liabilities, nor did J.P. Morgan evaluate the solvency of IEnova and Sempra under any applicable laws relating to bankruptcy, insolvency, *concurso mercantil* or similar matters. In relying on financial analyses and forecasts provided to J.P. Morgan or derived therefrom, J.P. Morgan assumed that they were reasonably prepared based on assumptions reflecting the best currently available estimates and judgments by IEnova's management as to the expected future results of operations and financial condition of IEnova to which such analyses or forecasts relate. J.P. Morgan expressed no view as to such analyses or forecasts or the assumptions on which they were based. J.P. Morgan also assumed that the exchange offer will have the tax consequences described in this prospectus, and in discussions with, and materials furnished to J.P. Morgan by, representatives of IEnova, and that the other transactions contemplated by the exchange offer will be consummated as described in the exchange offer documents, and that the definitive exchange offer documents and the terms under which the exchange offer is consummated will not differ in any material respect from the drafts thereof provided to J.P. Morgan. J.P. Morgan also assumed that the exchange offer will be conducted in accordance with and in the manner described in the exchange offer documents in all respects material to its analysis. J.P. Morgan has also assumed that as part of the exchange offer, no party or person has agreed or offered to make any payment or receive consideration (of any nature) that is not expressly contemplated in the exchange offer documents or agreements ancillary thereto. J.P. Morgan expresses no view or opinion on any potential tax consequence of the exchange offer. J.P. Morgan is not a legal, regulatory or tax expert and relied on the assessments made by advisors to IEnova with respect to such issues. J.P. Morgan further assumed that all material governmental, regulatory or other consents and approvals necessary for the consummation of the exchange offer will be obtained without any adverse effect on IEnova or Sempra or on the contemplated benefits of the exchange offer.

The analyses and forecasts furnished to J.P. Morgan were prepared by IEnova's management, and J.P. Morgan was instructed to rely on these analyses and forecasts by IEnova's Corporate Practices Committee. IEnova does not publicly disclose internal management projections of the type provided to J.P. Morgan in connection with J.P. Morgan's analysis of the exchange offer, and such projections were not prepared with a view toward public disclosure. These projections were based on numerous variables and assumptions that are inherently uncertain and may be beyond the control of IEnova's management, including, without limitation, factors related to general regulatory, economic and competitive conditions and prevailing interest rates. Accordingly, actual results could vary significantly from those set forth in such projections.

J.P. Morgan's opinion was necessarily based on economic, market and other conditions as in effect on, and the information made available to J.P. Morgan as of, the date of such opinion. J.P. Morgan's opinion noted that subsequent developments occurring after the date of such opinion (including changes in laws and regulations or other unforeseen events) may affect J.P. Morgan's opinion and the assumptions used in preparing it, and that J.P. Morgan does not have any obligation to update, revise, or

reaffirm such opinion. J.P. Morgan's opinion also further noted that the potential volatility and disruption in the credit, financial and currency markets derived from political uncertainty or domestic economic outlooks may or may not have an effect on IEnova, Sempra or the exchange offer and J.P. Morgan does not express an opinion as to the effects of such potential volatility or such disruption on IEnova, Sempra or the exchange offer. J.P. Morgan's opinion is limited to the fairness, from a financial point of view, of the consideration to be received by IEnova's shareholders (other than Sempra and its affiliates) in the exchange offer, and J.P. Morgan has expressed no opinion as to the fairness of any consideration to be paid in connection with the exchange offer to the holders of any other class of securities, creditors or other constituencies of IEnova or the underlying decision by IEnova to engage in the exchange offer or the merits of the exchange offer itself. J.P. Morgan expressed no opinion as to the price at which IEnova's ordinary shares or Sempra's common stock will trade at any future time.

J.P. Morgan was not authorized to and did not solicit any expressions of interest from any other parties with respect to the sale of all or any part of IEnova or any other alternative transaction.

The terms of the exchange offer, including the consideration, were determined through arm's length negotiations between IEnova's Corporate Practices Committee and Sempra. The opinion of IEnova's board of directors and the recommendation of the Corporate Practices Committee regarding the exchange offer consideration were issued by IEnova's board of directors and Corporate Practices Committee after considering multiple factors, including, among other things, J.P. Morgan's opinion and financial analyses and, accordingly, J.P. Morgan's opinion and financial analyses should not be viewed as conclusive of the views of IEnova's board of directors or the Corporate Practices Committee with respect to the exchange offer consideration.

### ***Summary of Financial Analysis***

In accordance with customary investment banking practice, J.P. Morgan employed generally accepted valuation methodology in rendering its written opinion delivered to IEnova's Board of Directors and Corporate Practices Committee on April 14, 2021 and contained in the oral presentation delivered to them on such date in connection with the rendering of such opinion and does not purport to be a complete description of the analyses or data presented by J.P. Morgan. Some of the summaries of the financial analyses include information presented in tabular format. The tables presented below are not intended to stand alone, and in order to more fully understand the financial analyses used by J.P. Morgan, the tables must be read together with the full text of each summary. Considering the data set forth below without considering the full narrative description of the financial analyses, including the methodologies and assumptions underlying the analyses, could create a misleading or incomplete view of J.P. Morgan's analyses.

### ***Analyses Related to IEnova***

At the direction of IEnova's Corporate Practices Committee, and except as noted otherwise, for purposes of J.P. Morgan's analyses and opinion, J.P. Morgan relied on financial forecasts prepared by IEnova's management reflecting the views of IEnova's management with respect to the future financial performance of IEnova under two cases, which cases we refer to herein as "Management base case" and "Industry risk adjustment case". The Industry risk adjustment case takes into account the potential adverse impact on three projects as a result of potential regulatory and operating developments. For each of the Discounted Cash Flow Analysis, Selected Public Trading Multiples Analysis and Selected Transaction Multiples Analysis methodologies, J.P. Morgan conducted its analysis based on a sum of the parts analysis of the natural gas and power generation businesses.

### ***Discounted Cash Flow Analysis***

J.P. Morgan conducted a discounted cash flow analysis for the purpose of determining ranges of implied equity values per share for IEnova's ordinary shares. A discounted cash flow analysis is a method of evaluating an asset using estimates of the future unlevered free cash flows generated by the asset and taking into consideration the time value of money with respect to those future cash flows by calculating their "present value." The "unlevered free cash flows," for purposes of the discounted cash flow analysis, refer to a calculation of the future cash flows generated by an asset without including in such calculation any debt servicing costs. "Present value" refers to the current value of an asset's cash flows and is obtained by discounting those cash flows back to the present using a discount rate that takes into account macro-economic assumptions and estimates of risk, the opportunity cost of capital, capitalized returns and other appropriate factors. "Terminal value" refers to the capitalized value of all cash flows from an asset for periods beyond the forecast period.

J.P. Morgan calculated the present value, as of December 31, 2020, of unlevered free cash flows that IEnova is expected to generate during fiscal years 2021 to 2025 for each of the natural gas and power generation businesses under the Management base case and the Industry risk adjustment case.

J.P. Morgan also calculated ranges of terminal values for IEnova at the end of the forecast period by applying perpetuity growth rate ranges of 1.5% to 2.0% and 1.0% to 1.5% for the natural gas and power generation businesses, respectively, to the estimated unlevered free cash flows of each business. These perpetuity growth rate ranges were reviewed and approved by IEnova management.

The unlevered free cash flows and the range of terminal asset values were then discounted to present values using a range of discount rates from 7.5% to 8.0% and 7.0% to 7.5% for the natural gas and power generation businesses, respectively, which were chosen by J.P. Morgan based upon an analysis of the weighted average cost of capital of IEnova. Based on the management projections, the discounted cash flow analysis indicated a range of equity values (rounded to the nearest Ps. 0.25) of between Ps. 79.00 to Ps. 103.00 per share for the Management base case and Ps. 73.25 to Ps. 96.25 per ordinary share of IEnova for the Industry risk adjustment case.

#### *Selected Public Trading Multiples*

Using publicly available information, J.P. Morgan compared selected financial data for the natural gas and power generation businesses of IEnova with similar data for selected publicly traded companies engaged in businesses which J.P. Morgan judged to be analogous to those businesses. None of the selected companies reviewed is identical or directly comparable to IEnova or its natural gas and power generation businesses. However, these companies were selected, among other reasons, because they are publicly traded companies with operations and businesses that, for purposes of J.P. Morgan's analysis, may be considered sufficiently similar in certain respects to IEnova's natural gas and power generation businesses. The analysis necessarily involves complex considerations and judgements concerning differences in financial and operating characteristics of the companies involved and other factors that could affect the companies differently than they would affect IEnova. J.P. Morgan valued IEnova's natural gas and power generation businesses individually.

The natural gas companies selected by J.P. Morgan were TC Energy Corporation, Cheniere Energy Partners, L.P., Cheniere Energy, Inc., Equitrans Midstream Corporation, The Williams Companies, Inc. and Kinder Morgan, Inc. and the power generation companies selected by J.P. Morgan were AES Gener S.A., AES Brasil Energia S.A., Companhia Energética de São Paulo, Colbún S.A., Eneva S.A., Engie Brasil Energia S.A., Engie Energía Chile S.A. and Omega Geração S.A.

For each comparable company, J.P. Morgan calculated and compared various financial multiples and ratios for each of the Management base case and Industry risk adjustment case. The information J.P. Morgan calculated for the selected natural gas and power generation companies included multiple of firm value (calculated as the market value of the company's ordinary shares on a fully diluted basis, plus debt and other adjustments, including non-controlling interests, less cash) to estimated EBITDA (defined as earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) for the fiscal years ending December 31, 2021 (which we refer to as "EBITDA 2021E") and December 31, 2022 (which we refer to as "EBITDA 2022E").

These multiples were then applied to IEnova's forecast of adjusted EBITDA for each of the natural gas and power generation businesses for each year.

This analysis indicated the following range of equity values per share for IEnova's ordinary shares (rounded to the nearest Ps. 0.25):

Firm Value / EBITDA 2021E					Firm Value / EBITDA 2022E			
	Natural gas range	Power generation range	Implied value per share		Natural gas range	Power generation range	Implied value per share	
<b>Management base case</b>	8.75x- 12.00x	7.50x- 10.00x	Ps. 51.00	Ps. 92.75	8.00x- 11.25x	7.00x- 9.50x	Ps. 55.25	Ps. 102.50
<b>Industry risk adjustment case</b>	8.75x- 12.00x	7.50x- 10.00x	Ps. 51.00	Ps. 92.75	8.00x- 11.25x	7.00x- 9.50x	Ps. 51.00	Ps. 96.75

### *Selected Transaction Multiples Analysis*

Using publicly available information, J.P. Morgan examined a variety of transactions in the natural gas and power generation sectors in the United States and Latin America, valuing the natural gas and power generation business segments individually.

The natural gas transaction list included selected related party master limited partnership transactions in the natural gas sector in the United States. The transactions considered and the date each transaction was announced are as follows:

Announcement Date	Target	Acquiror
April 2021	IEnova	KKR
December 2020	TC Pipelines	TC Energy
July 2020	CNX Midstream	CNX Resources
February 2020	EQM Midstream Partners	Equitrans Midstream
December 2019	Tallgrass Energy	Blackstone Infra
November 2018	Dominion Energy Midstream Partners	Dominion Energy
November 2018	Western Gas Partners	Western Gas Equity Partners
October 2018	Enlink Midstream Partners	EnLink Midstream LLC
October 2018	Antero Midstream	Antero Midstream GP LP
August 2018	Energy Transfer Partners	Energy Transfer Equity
June 2018	Boardwalk Pipeline Partners LP	Loews Corporation
May 2018	Spectra Energy Partners	Enbridge Inc.
May 2018	Enbridge Energy Partners	Enbridge Inc.
May 2018	Cheniere Energy Partners LP	Cheniere Energy
May 2018	Williams Partners LP	The Williams Companies, Inc.

March 2018	Tallgrass Energy Partners, LP	Tallgrass Energy GP
May 2017	PennTex Midstream Partners	Energy Transfer Partners
February 2017	ONEOK Partners, L.P.	ONEOK, Inc.
January 2017	Midcoast Energy Partners, L.P.	Enbridge Inc.
September 2016	Columbia Pipeline Partners LP	TransCanada Corporation
November 2015	Targa Resources Partners LP	Targa Resources Corp.
May 2015	Williams Partners LP	The Williams Companies, Inc.
May 2015	Crestwood Midstream Partners LP	Crestwood Equity Partners LP
August 2014	Kinder Morgan Energy Partners, L.P.	Kinder Morgan, Inc.
August 2014	El Paso Pipeline Partners, L.P.	Kinder Morgan, Inc.

The power generation list included selected power generation transactions in Latin America. The transactions considered and the date each transaction was announced are as follows:

<b>Announcement Date</b>	<b>Target</b>	<b>Acquiror</b>
January 2018	CELSA and CGA	Contour Global
December 2017	InterGen Mexico	Actis
October 2017	Portfolio of renewable assets portfolio in operation and under construction from Enel Green Power	CDPQ and CKD IM
September 2016	Ventika I and II wind farms	IEnova

Based on the results of this analysis and other factors which J.P. Morgan considered appropriate based on its experience and professional judgment, J.P. Morgan selected a multiple reference range for firm value to EBITDA for each of IEnova's natural gas business and power generation business.

After J.P. Morgan applied these EBITDA multiple reference ranges to each of the Management base case and Industry base case, this analysis indicated the following range of equity values per share for IEnova's ordinary shares (rounded to the nearest Ps. 0.25):

<b>Firm Value/EBITDA 2021E</b>				
	Natural gas range	Power generation range	Implied value per share	
Management base case	8.50x-12.00x	8.00x-11.00x	Ps. 49.25	Ps. 95.25
Industry risk adjustment case	8.50x-12.00x	8.00x-11.00x	Ps. 49.25	Ps. 95.25

### *Historical Trading Range*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the trading range for the IEnova ordinary shares for the 52-week period ended April 13, 2021, which was (rounded to the nearest Ps. 0.25) Ps. 54.25 per share to Ps. 84.75 per share.

### *Analyst Ratings and Target Price per Share*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the ratings and estimates of IEnova's target price per share as of April 13, 2021 as disclosed by certain publicly available equity research analysts and noted that the range of such valuations was Ps. 77.00 per share to Ps. 115.00 per share.

#### *Analysis Related to Sempra (For Reference Only)*

##### *Historical Trading Range*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the trading range for the Sempra common stock for the 52-week period ended April 13, 2021, which was (rounded to the nearest U.S.\$0.25) U.S.\$112.25 per share to U.S.\$137.50 per share.

##### *Share Price Performance Relative to Selected Trading Companies*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the historical performance of Sempra common stock relative to selected trading companies.

##### *Analyst Ratings and Target Price per Share*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the ratings and estimates of Sempra's target price per share as of April 13, 2021 as disclosed by certain publicly available equity research analysts and noted that the range of such valuations was U.S.\$129.00 per share to U.S.\$167.00 per share.

#### *Miscellaneous*

The foregoing summary of certain material financial analyses does not purport to be a complete description of the analyses or data presented by J.P. Morgan. The preparation of a fairness opinion is a complex process and is not necessarily susceptible to partial analysis or summary description. J.P. Morgan believes that the foregoing summary and its analyses must be considered as a whole and that selecting portions of the foregoing summary and these analyses, without considering all of its analyses as a whole, could create an incomplete view of the processes underlying the analyses and its opinion. As a result, the ranges of valuations resulting from any particular analysis or combination of analyses described above were merely utilized to create points of reference for analytical purposes and should not be taken to be the view of J.P. Morgan with respect to the actual value of IEnova or Sempra. The order of analyses described does not represent the relative importance or weight given to those analyses by J.P. Morgan. In arriving at its opinion, J.P. Morgan did not attribute any particular weight to any analyses or factors considered by it and did not form an opinion as to whether any individual analysis or factor (positive or negative), considered in isolation, supported or failed to support its opinion. Rather, J.P. Morgan considered the totality of the factors and analyses performed in determining its opinion.

Analyses based upon forecasts of future results are inherently uncertain, as they are subject to numerous factors or events beyond the control of the parties and their advisors. Accordingly, forecasts and analyses used or made by J.P. Morgan are not necessarily indicative of actual future results, which may be significantly more or less favorable than suggested by those analyses. Moreover, J.P. Morgan's analyses are not and do not purport to be appraisals or otherwise reflective of the prices at which businesses actually could be acquired or sold. None of the selected companies reviewed as described in the above summary is identical to IEnova, and none of the selected transactions reviewed was identical to the exchange offer. However, the companies selected were chosen because they are publicly traded companies with operations and businesses that, for purposes of J.P. Morgan's analysis, may be considered



similar to those of IEnova. The transactions selected were similarly chosen because their participants, size and other factors, for purposes of J.P. Morgan's analysis, may be considered similar to the exchange offer. The analyses necessarily involve complex considerations and judgments concerning differences in financial and operational characteristics of the companies involved and other factors that could affect the companies compared to IEnova and the transactions compared to the exchange offer.

As a part of its investment banking business, J.P. Morgan and its affiliates are continually engaged in the valuation of businesses and their securities in connection with mergers and acquisitions, investments for passive and control purposes, negotiated underwritings, secondary distributions of listed and unlisted securities, private placements, and valuations for corporate and other purposes. J.P. Morgan was selected to deliver an opinion to IEnova's board of directors and Corporate Practices Committee with respect to the exchange offer on the basis of, among other things, such experience and its qualifications and reputation in connection with such matters and its familiarity with IEnova, Sempra and the industries in which they operate.

For services rendered in connection with the exchange offer and the delivery of its opinion, IEnova has agreed to pay J.P. Morgan a transaction advisory fee of up to U.S.\$2,250,000, in addition to U.S.\$1,500,000 which was payable by IEnova to J.P. Morgan in connection with J.P. Morgan's delivery of its opinion and the balance of which becomes payable upon consummation of the exchange offer. In addition, IEnova has agreed to reimburse J.P. Morgan for its expenses incurred in connection with its services, including the fees and disbursements of counsel, and will indemnify J.P. Morgan against certain liabilities arising out of J.P. Morgan's engagement. During the two years preceding the date of J.P. Morgan's opinion, J.P. Morgan and its affiliates have had commercial or investment banking relationships with IEnova and Sempra for which J.P. Morgan and such affiliates have received customary compensation. Such services during such period have included acting as financial advisor to Sempra in connection with its U.S.\$2.5 billion divestiture of U.S. renewables assets, which closed in April 2019; and with respect to IEnova, acting as Joint Lead Bookrunner in connection with its U.S.\$800 million bond issuance, which closed in September 2020. In addition, J.P. Morgan and its affiliates hold, on a proprietary basis, less than 1% of each of the outstanding ordinary shares of IEnova and the common stock of Sempra. During the two year period preceding delivery of its opinion ending on April 14, 2021, the aggregate fees recognized by J.P. Morgan from IEnova were approximately U.S.\$1,000,000 and from Sempra and related entities were approximately U.S.\$24,000,000. In the ordinary course of their businesses, J.P. Morgan and its affiliates may actively trade the debt and equity securities or financial instruments (including derivatives, bank loans or other obligations) of IEnova or Sempra for their own accounts or for the accounts of customers and, accordingly, they may at any time hold long or short positions in such securities or other financial instruments.

## **Opinión del Asesor Financiero Independiente al Comité de Practicas Societarias y al Consejo de Administración de IEnova**

En virtud de una carta mandato, IEnova contrató a J.P. Morgan para que actuara como asesor financiero para el Comité de Practicas Societarias y el Consejo de Administración de IEnova y emitiera una opinión de razonabilidad (*fairness opinion*) en relación con la oferta de intercambio.

En la sesión del Comité de Practicas Societarias de IEnova celebrada el 14 de abril de 2021, J.P. Morgan emitió su opinión oral y entregó su opinión por escrito al Consejo de Administración y al Comité de Practicas Societarias, en el sentido de que, a dicha fecha y sujeto a los factores y supuestos establecidos en su opinión, la contraprestación a ser pagada a los accionistas de IEnova (distintos de Semptra y sus afiliadas) en la oferta de intercambio era razonable (*fair*) para dichos accionistas, desde el punto de vista financiero.

El texto completo de la opinión por escrito de J.P. Morgan, de fecha 14 de abril de 2021, el cual establece, entre otras cosas, los supuestos asumidos, los asuntos considerados y los límites de la revisión realizada, se adjunta al presente certificado y se incorpora al presente por referencia. El resumen de la opinión de J.P. Morgan establecido en este certificado está calificado en su integridad por referencia al texto completo de dicha opinión. Se recomienda a los accionistas de IEnova leer la opinión en su totalidad. La opinión por escrito de J.P. Morgan fue dirigida al Consejo de Administración y al Comité de Practicas Societarias de IEnova (en dicho carácter) en relación con y para los efectos de su evaluación de la oferta de intercambio propuesta, misma que atendió únicamente la contraprestación que se pagaría en la oferta de intercambio y no abordó ningún otro aspecto de la oferta de intercambio. J.P. Morgan no expresó ninguna opinión sobre la razonabilidad (*fairness*) de la contraprestación respecto de los tenedores de cualquier otra clase de valores, acreedores u otros grupos de IEnova, ni sobre la decisión subyacente de IEnova de participar en la oferta de intercambio propuesta. La emisión de la opinión de J.P. Morgan fue aprobada por un comité de opiniones de razonabilidad (*fairness opinion committee*) de J.P. Morgan. La opinión no constituye una recomendación a ningún accionista de IEnova con relación a si debe presentar sus acciones ordinarias de IEnova en la oferta de intercambio o cualquier otro asunto, y no confiere derechos o recursos a ningún accionista, acreedor o cualquier otra persona que no sea el Consejo de Administración y Comité de Practicas Societarias de IEnova.

Para emitir su opinión, J.P. Morgan, entre otras cosas:

- revisó ciertos análisis y proyecciones financieras internas preparadas por la administración de IEnova en relación con su negocio;
- revisó un borrador del Prospecto y Folleto Informativo (el "documento de oferta de intercambio") presentado por Semptra ante la CNBV y un borrador del Prospecto entre la Sociedad y el Adquirente a ser presentado por el Adquirente ante la *United States Securities and Exchange Commission* mediante el Formulario S-4 (Form S-4) (conjuntamente, los "documentos de la oferta de intercambio")
- revisó cierta información comercial y financiera públicamente disponible sobre IEnova y las industrias en las que opera;

- comparó los términos financieros propuestos de la oferta de intercambio con los términos financieros disponibles públicamente de ciertas operaciones con empresas que J.P. Morgan consideró relevantes y la contraprestación recibida por dichas empresas;
- comparó el desempeño financiero y operativo de IEnova con la información públicamente disponible relacionada a ciertas otras empresas que J.P. Morgan consideró relevantes y revisó los precios de mercado actuales e históricos de las acciones ordinarias de IEnova y de algunos valores negociados públicamente de dichas otras empresas; y
- realizó otros estudios y análisis financieros y tomó en consideración cualquier otra información que J.P. Morgan consideró apropiada para efectos de su opinión.

Adicionalmente, J.P. Morgan sostuvo conversaciones con ciertos miembros de la administración de IEnova y Sempra con respecto a ciertos aspectos de la oferta de intercambio, y las operaciones comerciales pasadas y actuales de IEnova y Sempra, la situación financiera y las perspectivas y operaciones futuras de IEnova y Sempra, los efectos de la oferta de intercambio en la situación financiera y las perspectivas futuras de IEnova y Sempra, y ciertos otros asuntos que J.P. Morgan consideró necesarios o apropiados para su investigación.

Al emitir su opinión, J.P. Morgan se basó y asumió la exactitud e integridad de toda la información que estaba públicamente disponible o que fue proporcionada o discutida con J.P. Morgan por IEnova y Sempra o revisada de otra manera por o para J.P. Morgan, y J.P. Morgan no verificó de manera independiente (y no asumió la obligación y contingencias de verificar de manera independiente) dicha información o su exactitud o integridad. J.P. Morgan no llevó a cabo ni se le proporcionó ningún avalúo o valuación de ningún activo o pasivo, ni tampoco evaluó la solvencia de IEnova y Sempra bajo ninguna ley aplicable relacionada a quiebra, insolvencia, concurso mercantil o asuntos similares. Al basarse en los análisis y proyecciones financieras proporcionadas a J.P. Morgan o derivados de los mismos, J.P. Morgan asumió que fueron razonablemente preparados con base en supuestos que reflejan las mejores estimaciones y consideraciones actualmente disponibles por parte de la administración de IEnova en cuanto a los resultados futuros esperados de las operaciones y la situación financiera de IEnova a la que se refieren dichos análisis o proyecciones. J.P. Morgan no expresó ningún punto de vista sobre dichos análisis o proyecciones ni sobre los supuestos en los que se basaban. J.P. Morgan también asumió que la oferta de intercambio tendrá las consecuencias fiscales descritas en este prospecto, y en las conversaciones con los representantes de IEnova y en el material proporcionado a J.P. Morgan por estos, y que las demás operaciones contempladas por la oferta de intercambio se llevarán a cabo tal y como se describe en los documentos de la oferta de intercambio, y que los documentos definitivos de la oferta de intercambio y los términos en los que sea consumada la oferta de intercambio no diferirán en ningún aspecto material de los borradores de los mismos proporcionados a J.P. Morgan. J.P. Morgan también asumió que la oferta de intercambio será llevada a cabo de conformidad con y en los términos descritos en los documentos de la oferta de intercambio en todos los aspectos materiales para su análisis. J.P. Morgan también ha asumido que, como parte de la oferta de intercambio, ninguna parte o persona ha acordado u ofrecido realizar ningún pago o recibir una contraprestación (de cualquier naturaleza) que no esté expresamente contemplada en los documentos de la oferta de intercambio o en los contratos ancillares de los mismos. J.P. Morgan no expresa ningún punto de vista sobre las posibles consecuencias fiscales de la oferta de intercambio. J.P. Morgan no es un experto legal, regulatorio o fiscal y se basó en las evaluaciones realizadas por los asesores de IEnova con relación a dichas cuestiones. J.P. Morgan también asumió que todos los consentimientos y aprobaciones gubernamentales, regulatorios o de otro tipo necesarios para la consumación de la oferta de intercambio se obtendrán sin ningún efecto adverso para IEnova o Sempra o para los beneficios contemplados de la oferta de intercambio.

Los análisis y proyecciones proporcionados a J.P. Morgan fueron preparados por la administración de IEnova y J.P. Morgan fue instruido a basarse en estos análisis y proyecciones por el Comité de Practicas Societarias de IEnova. IEnova no divulga públicamente proyecciones internas de la administración del tipo proporcionado a J.P. Morgan en relación con el análisis de J.P. Morgan de la oferta de intercambio propuesta, y dichas proyecciones no fueron preparadas con miras a su divulgación pública. Estas proyecciones se basaron en numerosas variables y supuestos que son inherentemente inciertos y que pueden estar fuera del control de la administración de IEnova, incluyendo, sin limitación, factores relacionados con las condiciones generales regulatorias, económicas y competitivas y las tasas de interés prevalecientes. En consecuencia, los resultados reales podrían variar significativamente de los establecidos en dichas proyecciones.

La opinión de J.P. Morgan se basó necesariamente en las condiciones económicas, de mercado y de otro tipo vigentes en la fecha de dicha opinión y en la información puesta a disposición de J.P. Morgan. La opinión de J.P. Morgan señaló que los acontecimientos posteriores a la fecha de dicha opinión (incluidos los cambios en las leyes y reglamentos u otros acontecimientos no previsibles) pueden afectar la opinión de J.P. Morgan y los supuestos utilizados en su preparación, así como que J.P. Morgan no tiene ninguna obligación de actualizar, revisar o reafirmar dicha opinión. La opinión de J.P. Morgan también señaló que la potencial volatilidad y disrupción de los mercados crediticios, financieros y de divisas derivada de la incertidumbre política o de las perspectivas económicas nacionales puede o no tener un efecto sobre IEnova, Sempra o la oferta de intercambio y que J.P. Morgan no expresa una opinión sobre los efectos de dicha potencial volatilidad o dicha disrupción sobre IEnova, Sempra o la oferta de intercambio. La opinión de J.P. Morgan se limita a la razonabilidad (*fairness*), desde un punto de vista financiero, de la contraprestación a ser recibida por los accionistas de IEnova (distintos de Sempra y sus afiliadas) en la oferta de intercambio propuesta, y J.P. Morgan no ha expresado ninguna opinión sobre la razonabilidad (*fairness*) de cualquier contraprestación a ser pagada en relación con la oferta de intercambio a los tenedores de cualquier otra clase de valores, acreedores u otros grupos de IEnova o la decisión subyacente de IEnova de participar en la oferta de intercambio o los méritos de la propia oferta de intercambio. J.P. Morgan no expresó ninguna opinión sobre el precio al que las acciones ordinarias de IEnova o las acciones ordinarias de Sempra cotizarán en el futuro.

J.P. Morgan no fue autorizado para solicitar, ni solicitó, ninguna manifestación de interés de otras partes con respecto a la venta de la totalidad o parte de IEnova o cualquier otra operación alternativa.

Los términos de la oferta de intercambio, incluyendo la contraprestación, se determinaron a través de negociaciones en condiciones de mercado entre el Comité de Practicas Societarias de IEnova y Sempra. La opinión del Consejo de Administración de IEnova y la recomendación del Comité de Practicas Societarias con relación a la contraprestación de la oferta de intercambio fueron emitidas por el Consejo de Administración y el Comité de Practicas Societarias de IEnova después de considerar múltiples factores, incluyendo, entre otras cosas, la opinión y los análisis financieros de J.P. Morgan, y, en consecuencia, la opinión y los análisis financieros de J.P. Morgan no deben considerarse como conclusivos de las opiniones del Consejo de Administración o del Comité de Practicas Societarias de IEnova con respecto a la contraprestación de la oferta de intercambio.

### ***Resumen del Análisis Financiero***

De conformidad con la práctica habitual de banca de inversión, J.P. Morgan empleó una metodología de valuación generalmente aceptada al emitir su opinión por escrito entregada al Consejo de Administración y al Comité de Practicas Societarias el 14 de abril de 2021 y contenida en la presentación oral entregada a los mismos en dicha fecha en relación con la emisión de dicha opinión y no pretende ser una descripción completa de los análisis o datos presentados por J.P. Morgan. Algunos de los resúmenes de los análisis financieros incluyen información presentada en formato de tabla. Las tablas mostradas a

continuación no pretenden ser independientes y, para comprender mejor los análisis financieros utilizados por J.P. Morgan, las tablas deben leerse de manera conjunta con el texto completo de cada resumen. Considerar los datos que se muestran a continuación sin tomar en cuenta la descripción narrativa completa de los análisis financieros, incluyendo las metodologías y supuestos en los que se basan dichos análisis, podría crear una visión engañosa o incompleta de los análisis de J.P. Morgan.

#### *Análisis Relacionado con IEnova*

Por instrucciones del Comité de Practicas Societarias de IEnova, y salvo que se indique lo contrario, para efectos de los análisis y la opinión de J.P. Morgan, éste se basó en proyecciones financieras preparadas por la administración de IEnova que reflejan las perspectivas de la administración de IEnova con respecto al desempeño financiero futuro de IEnova bajo dos casos, a los que nos referimos en este documento como "Caso base de la administración" y "Caso de ajuste de riesgo de la industria". El Caso de ajuste de riesgo de la industria toma en cuenta el posible impacto adverso en tres proyectos como resultado de potenciales acontecimientos operativos y regulatorios en México. Para cada una de las metodologías de Análisis de Flujo de Efectivo Descontado (*Discounted Cash Flow Analysis*), Análisis de Múltiplos de Empresas Públicas Seleccionadas (*Selected Public Trading Multiples Analysis*) y Análisis de Múltiplos de Operaciones Seleccionadas (*Analysis and Selected Transaction Multiples Analysis*), J.P. Morgan realizó su análisis basándose en una suma del análisis de las partes de los negocios de gas natural y generación de energía.

#### *Análisis de Flujo de Efectivo Descontado (Discounted Cash Flow Analysis)*

J.P. Morgan realizó un análisis de flujo de efectivo descontado con el fin de determinar rangos de valores de capital implícitos por acción para las acciones ordinarias de IEnova. Un análisis de flujo de efectivo descontado es un método de evaluación de un activo utilizando estimaciones de los flujos de efectivo libres no apalancados (*unlevered free cash flows*) futuros generados por el activo y tomando en consideración el valor del dinero en el tiempo con respecto a esos flujos de efectivo futuros calculando su "valor presente". Los "flujos de efectivo libres no apalancados" para efectos del análisis de flujo de efectivo descontado, se refieren a un cálculo de los flujos de efectivo futuros generados por un activo sin incluir en dicho cálculo ningún costo de servicio de la deuda. "Valor presente" se refiere al valor actual de los flujos de efectivo de un activo y se obtiene descontando esos flujos de efectivo trayéndolos al presente utilizando una tasa de descuento que toma en consideración los supuestos macroeconómicos y las estimaciones de riesgo, el costo de oportunidad del capital, los rendimientos capitalizados y otros factores apropiados. "Valor terminal" se refiere al valor capitalizado de todos los flujos de efectivo de un activo para periodos posteriores al periodo de pronóstico.

J.P. Morgan calculó el valor presente, al 31 de diciembre de 2020, de los flujos de efectivo libres no apalancados que se espera que IEnova genere durante los ejercicios fiscales 2021 a 2025 para cada uno de los negocios de gas natural y generación de energía bajo el Caso base de administración y el Caso de ajuste de riesgo de la industria.

J.P. Morgan también calculó rangos de valores finales para IEnova al final del período de pronóstico aplicando rangos de tasas de crecimiento a perpetuidad del 1.5% al 2.0% y del 1.0% al 1.5% para los negocios de gas natural y generación de energía, respectivamente, a los flujos de efectivo libres no apalancados estimados para cada negocio. Estos rangos de tasas de crecimiento a perpetuidad fueron revisados y aprobados por la administración de IEnova.

Los flujos de efectivo libres no apalancados y el rango de valores finales de los activos fueron posteriormente descontados a valores presentes utilizando un rango de tasas de descuento del 7.5% al 8.0% y del 7.0% al 7.5% para los negocios de gas natural y generación de energía, respectivamente, que

fueron elegidos por J.P. Morgan con base en un análisis del costo promedio ponderado del capital de IEnova. Con base en las proyecciones de la administración, el análisis de flujo de efectivo descontado indicó un rango de valores de capital (redondeado a los Ps.\$0.25 más cercanos) de entre Ps.\$79.00 y Ps.\$103.00 por acción para el Caso base de la administración y de Ps.\$73.25 a Ps.\$96.25 por acción ordinaria de IEnova para el Caso de ajuste de riesgo de la industria.

*Análisis de Múltiplos de Empresas Públicas Seleccionadas (Selected Public Trading Multiples Analysis)*

Utilizando información públicamente disponible, J.P. Morgan comparó datos financieros seleccionados para los negocios de gas natural y generación de energía de IEnova con datos similares de empresas públicas seleccionadas que se dedican a negocios que J.P. Morgan consideró análogos a esos negocios. Ninguna de las empresas seleccionadas revisadas es idéntica o directamente comparable a IEnova o a sus negocios de gas natural y generación de energía. Sin embargo, estas empresas fueron seleccionadas, entre otras razones, porque son empresas públicas con operaciones y negocios que, para efectos del análisis de J.P. Morgan, pueden considerarse suficientemente similares en ciertos aspectos a los negocios de gas natural y generación de energía de IEnova. El análisis implica necesariamente consideraciones y juicios complejos sobre las diferencias en las características financieras y operativas de las empresas involucradas y otros factores que podrían afectar a las empresas de manera diferente a como afectarían a IEnova. J.P. Morgan valuó los negocios de gas natural y generación de energía de IEnova en forma individual.

Las empresas de gas natural seleccionadas por J.P. Morgan fueron TC Energy Corporation, Cheniere Energy Partners, L.P., Cheniere Energy, Inc., Equitrans Midstream Corporation, The Williams Companies, Inc., y Kinder Morgan Inc., y las empresas de generación eléctrica seleccionadas por J.P. Morgan fueron AES Gener S.A., AES Brasil Energía, S.A., Companhia Energética de São Paulo, Colbún S.A., Eneva S.A., Engie Brasil Energía S.A., Engie Energía Chile S.A. y Omega Geração S.A.

Para cada empresa comparable, J.P. Morgan calculó y comparó varios múltiplos y ratios financieros para cada uno de los Casos base de la administración y de ajuste de riesgo de la industria. La información que J.P. Morgan calculó para las empresas seleccionadas de gas natural y generación de energía incluyó el múltiplo del valor de la empresa (calculado como el valor de mercado de las acciones ordinarias de la empresa sobre una base totalmente diluida, más la deuda y otros ajustes, incluidas las participaciones no controladoras, menos el efectivo) con respecto al EBITDA estimado (definido como los beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización) para los ejercicios que finalizan el 31 de diciembre de 2021 (al que nos referimos como "EBITDA 2021E") y el 31 de diciembre de 2022 (al que nos referimos como "EBITDA 2022E").

Estos múltiplos fueron posteriormente aplicados a la proyección de IEnova de EBITDA ajustado para cada uno de los negocios de gas natural y generación de energía para cada año.

Este análisis indicó el siguiente rango de valores de capital por acción para las acciones ordinarias de IEnova (redondeado a los Ps.\$0.25 más cercanos):

Valor de la Empresa / EBITDA 2021E					Valor de la Empresa / EBITDA 2022E			
	Rango de gas natural	Rango de generación de energía	Valor implícito por acción		Rango de gas natural	Rango de generación de energía	Valor implícito por acción	
<b>Caso base de la administración</b>	8.75x- 12.00x	7.50x- 10.00x	Ps.\$51.00	Ps.\$92.75	8.00x- 11.25x	7.00x- 9.50x	Ps.\$55.25	Ps.\$102.50



<b>Caso de ajuste de riesgo de la industria</b>	8.75x-12.00x	7.50x-10.00x	Ps.\$51.00	Ps.\$92.75	8.00x-11.25x	7.00x-9.50x	Ps.\$51.00	Ps.\$96.75
---	--------------	--------------	------------	------------	--------------	-------------	------------	------------

*Análisis de Múltiplos de Operaciones Seleccionadas (Analysis and Selected Transaction Multiples Analysis)*

Utilizando información públicamente disponible, J.P. Morgan examinó una variedad de operaciones en los sectores de gas natural y generación de energía en los Estados Unidos y América Latina, valuando los segmentos de negocio de gas natural y generación de energía de manera individual.

La lista de operaciones de gas natural incluyó una selección de operaciones de sociedades limitadas maestras de partes relacionadas (*related party master limited partnership transactions*) en el sector del gas natural en Estados Unidos. Las operaciones consideradas y la fecha de anuncio de cada operación son los siguientes:

<b>Fecha de anuncio</b>	<b>Compañía Objetivo</b>	<b>Adquirente</b>
Abril 2021	IEnova	KKR
Diciembre 2020	TC Pipelines	TC Energy
Julio 2020	CNX Midstream	CNX Resources
Febrero 2020	EQM Midstream Partners	Equitrans Midstream
Diciembre 2019	Tallgrass Energy	Blackstone Infra
Noviembre 2018	Dominion Energy Midstream Partners	Dominion Energy
Noviembre 2018	Western Gas Partners	Western Gas Equity Partners
Octubre 2018	Enlink Midstream Partners	EnLink Midstream LLC
Octubre 2018	Antero Midstream	Antero Midstream GP LP
Agosto 2018	Energy Transfer Partners	Energy Transfer Equity
Junio 2018	Boardwalk Pipeline Partners LP	Loews Corporation
Mayo 2018	Spectra Energy Partners	Enbridge Inc.
Mayo 2018	Enbridge Energy Partners	Enbridge Inc.
Mayo 2018	Cheniere Energy Partners LP	Cheniere Energy
Mayo 2018	Williams Partners LP	The Williams Companies, Inc.
Marzo 2018	Tallgrass Energy Partners, LP	Tallgrass Energy GP
Mayo 2017	PennTex Midstream Partners	Energy Transfer Partners
Febrero 2017	ONEOK Partners, L.P.	ONEOK, Inc.
Enero 2017	Midcoast Energy Partners, L.P.	Enbridge Inc.
Septiembre 2016	Columbia Pipeline Partners LP	TransCanada Corporation
Noviembre 2015	Targa Resources Partners LP	Targa Resources Corp.
Mayo de 2015	Williams Partners LP	The Williams Companies, Inc.
Mayo 2015	Crestwood Midstream Partners LP	Crestwood Equity Partners LP
Agosto 2014	Kinder Morgan Energy Partners, L.P.	Kinder Morgan, Inc.
Agosto 2014	El Paso Pipeline Partners, L.P.	Kinder Morgan, Inc.

La lista de generación de energía incluyó operaciones seleccionadas de generación de energía en América Latina. Las operaciones consideradas y la fecha de anuncio de cada operación son los siguientes:

<b>Fecha de anuncio</b>	<b>Compañía Objetivo</b>	<b>Adquirente</b>
-------------------------	--------------------------	-------------------

Enero 2018	CELSA y CGA	Contour Global
Diciembre 2017	InterGen Mexico	Actis
Octubre 2017	Portafolio de activos renovables en funcionamiento y en construcción de Enel Green Power	CDPQ y CKD IM
Septiembre 2016	Parques eólicos Ventika I y II	IEnova

Con base en los resultados de este análisis y otros factores que J.P. Morgan consideró apropiados con base en su experiencia y juicio profesional, J.P. Morgan seleccionó un rango de múltiplos de referencia para el valor de la empresa a EBITDA para cada uno de los negocios de gas natural y generación de energía de IEnova.

Después de que J.P. Morgan aplicara estos rangos de referencia de múltiplos de EBITDA a cada uno de los Casos base de la administración y de la industria, este análisis indicó el siguiente rango de valores de capital por acción para las acciones ordinarias de IEnova (redondeado a los Ps.\$0.25 más cercanos):

Valor de la Empresa/EBITDA 2021E				
	Rango de gas natural	Rango de generación de energía	Valor implícito por acción	
Caso base de la administración	8.50x-12.00x	8.00x-11.00x	Ps.\$49.25	Ps.\$95.25
Caso de ajuste de riesgo de la industria	8.50x-12.00x	8.00x-11.00x	Ps.\$49.25	Ps.\$95.25

#### Rango histórico de valor

Sólo como referencia y no como un componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó el rango de valor de las acciones ordinarias de IEnova para el período de 52 semanas finalizado el 13 de abril de 2021, que fue (redondeado a los Ps.\$0.25 más cercanos) de entre Ps.\$54.25 por acción y Ps.\$84.75 por acción.

#### Calificaciones de los Analistas y Precio Objetivo por Acción

Sólo como referencia y no como componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó las calificaciones y estimaciones del precio objetivo por acción de IEnova al 13 de abril de 2021 divulgadas por ciertos analistas de investigación de valores disponibles públicamente y observó que el rango de dichas valuaciones era de entre Ps.\$77.00 por acción y Ps.\$115.00 por acción.

#### Análisis relacionado con Sempra (sólo para referencia)

#### Rango histórico de valor

Sólo como referencia y no como un componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó el rango de valor de las acciones ordinarias de Sempra para el período de 52 semanas finalizado el 13 de abril de 2021, que fue (redondeado a los U.S.\$0.25 más cercanos) de entre U.S.\$112.25 por acción y U.S.\$137.50 por acción.

### Comportamiento del precio de las acciones en relación con las empresas listadas seleccionadas

Sólo como referencia y no como componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó el rendimiento histórico de las acciones ordinarias de Sempra en relación con ciertas empresas listadas seleccionadas.

### Calificaciones de los analistas y precio objetivo por acción

Sólo como referencia y no como componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó las calificaciones y estimaciones del precio objetivo por acción de Sempra al 13 de abril de 2021 según fue divulgado por ciertos analistas de investigación de valores disponibles públicamente y observó que el rango de dichas valuaciones era de entre U.S.\$129.00 por acción y U.S.\$167.00 por acción.

### Misceláneos

El resumen anterior de ciertos análisis financieros materiales no pretende ser una descripción completa de los análisis o datos presentados por J.P. Morgan. La elaboración de una opinión de razonabilidad (*fairness opinion*) es un proceso complejo y no es necesariamente susceptible de un análisis parcial o una descripción resumida. J.P. Morgan considera que el resumen anterior y sus análisis deben considerarse en su conjunto y que la selección de partes del resumen anterior y de estos análisis, sin considerar todos sus análisis en su conjunto, podría crear una perspectiva incompleta de los procesos subyacentes a los análisis y a su opinión. En consecuencia, los rangos de valuaciones resultantes de cualquier análisis o combinación de análisis descritos anteriormente se utilizaron simplemente para crear puntos de referencia para fines analíticos y no deben considerarse como la opinión de J.P. Morgan con respecto al valor real de IEnova o Sempra. El orden de los análisis descritos no representa la importancia o el peso que J.P. Morgan otorga a dichos análisis. Para otorgar su opinión, J.P. Morgan no atribuyó ningún peso particular a ninguno de los análisis o factores que consideró y no se formó una opinión sobre si algún análisis o factor individual (positivo o negativo), considerado de forma aislada, apoyaba o no su opinión. Al contrario, J.P. Morgan consideró la totalidad de los factores y análisis realizados para determinar su opinión.

Los análisis basados en proyecciones de resultados futuros son inherentemente inciertos, ya que están sujetos a numerosos factores o acontecimientos fuera del control de las partes y de sus asesores. En consecuencia, las proyecciones y los análisis utilizados o realizados por J.P. Morgan no son necesariamente indicativos de los resultados futuros reales, que pueden ser significativamente más o menos favorables de lo que sugieren dichos análisis. Además, los análisis de J.P. Morgan no son, ni pretenden ser, valuaciones o reflejar de otro modo los precios a los que podrían adquirirse o venderse realmente las empresas. Ninguna de las empresas seleccionadas revisadas, tal como se describe en el resumen anterior, es idéntica a IEnova, y ninguna de las operaciones seleccionadas revisadas era idéntica a la oferta de intercambio. Sin embargo, las empresas seleccionadas se eligieron porque son empresas públicas con operaciones y negocios que, para efectos del análisis de J.P. Morgan, pueden considerarse similares a los de IEnova. Las operaciones seleccionadas se eligieron igualmente porque sus participantes, tamaño y otros factores, para efectos del análisis de J.P. Morgan, pueden considerarse similares a los de la oferta de intercambio. Los análisis implican necesariamente consideraciones y juicios complejos sobre las diferencias en las características financieras y operativas de las empresas involucradas y otros factores que podrían afectar a las empresas en comparación con IEnova y a las operaciones comparadas con la oferta de intercambio.

Como parte de su actividad de banca de inversión, J.P. Morgan y sus afiliadas se dedican continuamente a la valuación de empresas y sus valores en relación con fusiones y adquisiciones, inversiones con fines pasivos y de control, compra-ventas negociadas, distribuciones secundarias de valores listados y no listados, colocaciones privadas y a valuaciones con fines corporativos y de otro tipo. J.P. Morgan fue seleccionada para emitir una opinión al Consejo de Administración y al Comité de Practicas Societarias de IEnova con respecto a la oferta de intercambio sobre la base de, entre otras cosas, dicha experiencia y sus calificaciones y reputación en relación con dichos asuntos y su familiaridad con IEnova, Sempra y las industrias en las que operan.

Para los servicios prestados en relación con la oferta de intercambio y la entrega de su opinión, IEnova acordó pagar a J.P. Morgan una contraprestación por asesoría de la operación de hasta \$2,250,000 dólares, además de \$1,500,000 dólares que fueron pagaderos por IEnova a J.P. Morgan en relación con la entrega de su opinión, y cuyo saldo remanente será pagadero tras la consumación de la oferta de intercambio. Adicionalmente, IEnova ha acordado reembolsar a J.P. Morgan los gastos en que haya incurrido en relación con sus servicios, incluyendo los honorarios y desembolsos de abogados, e indemnizará a J.P. Morgan en relación con ciertas responsabilidades derivadas de la contratación de J.P. Morgan. Durante los dos años anteriores a la fecha de la opinión de J.P. Morgan, J.P. Morgan y sus afiliadas han mantenido relaciones comerciales o de banca de inversión con IEnova y Sempra por las que J.P. Morgan y afiliadas han recibido compensaciones de mercado. Dichos servicios durante dicho periodo han incluido su participación como asesor financiero de Sempra en relación con su desinversión de 2,500 millones de dólares en activos de energías renovables en Estados Unidos, la cual cerró en abril de 2019; y con respecto a IEnova, actuando como Colocadores Líderes Conjuntos (*Joint Lead Bookrunner*) en relación con su oferta de bonos de 800 millones de dólares, misma que cerró en septiembre de 2020. Además, J.P. Morgan y sus afiliadas son titulares, como propietarias, de menos del 1% de las acciones ordinarias en circulación de IEnova y de menos del 1% de las acciones ordinarias de Sempra. Durante el período de dos años anterior a la entrega de su opinión, que finaliza el 14 de abril de 2021, los honorarios agregados reconocidos por J.P. Morgan pagados por IEnova fueron de aproximadamente U.S.\$1,000,000, mientras que los honorarios agregados reconocidos por J.P. Morgan pagados por Sempra y entidades relacionadas fueron de aproximadamente U.S.\$24,000,000. En el curso ordinario de sus negocios, J.P. Morgan y sus afiliadas pueden operar, comprar o vender activamente los valores de deuda y de capital o los instrumentos financieros (incluidos los derivados, los préstamos bancarios u otras obligaciones) de IEnova o Sempra para sus propias cuentas o para las cuentas de los clientes y, en consecuencia, pueden tener en cualquier momento posiciones largas o cortas en dichos valores u otros instrumentos financieros.

## **Opinion of the Independent Financial Advisor to the Corporate Practices Committee of IEnova's Board of Directors**

Pursuant to an engagement letter, IEnova retained J.P. Morgan to act as financial advisor to the Corporate Practices Committee of IEnova's board of directors and deliver a fairness opinion in connection with the exchange offer.

At the meeting of the Corporate Practices Committee of IEnova on April 14, 2021, J.P. Morgan rendered its oral opinion and delivered its written opinion to the board of directors and Corporate Practices Committee, that, as of such date and based upon and subject to the factors and assumptions set forth in its opinion, the consideration to be paid to IEnova's shareholders (other than Semptra and its affiliates) in the exchange offer was fair, from a financial point of view, to such shareholders.

The full text of the written opinion of J.P. Morgan, dated April 14, 2021, which sets forth, among other things, the assumptions made, matters considered and limits on the review undertaken, is filed as Exhibit 99.2 to this registration statement and is incorporated herein by reference. The summary of the opinion of J.P. Morgan set forth in this prospectus is qualified in its entirety by reference to the full text of such opinion. IEnova's shareholders are urged to read the opinion in its entirety. J.P. Morgan's written opinion was addressed to IEnova's board of directors and Corporate Practices Committee (in their capacity as such) in connection with and for the purposes of its evaluation of the exchange offer, was directed only to the consideration to be paid in the exchange offer and did not address any other aspect of the exchange offer. J.P. Morgan expressed no opinion as to the fairness of the consideration to the holders of any other class of securities, creditors or other constituencies of IEnova or as to the underlying decision by IEnova to engage in the exchange offer. The issuance of J.P. Morgan's opinion was approved by a fairness committee of J.P. Morgan. The opinion does not constitute a recommendation to any IEnova shareholder as to whether such shareholder should tender their IEnova ordinary shares in the exchange offer or any other matter, and does not confer rights or remedies upon any shareholder, creditor or any other person other than IEnova's board of directors and Corporate Practices Committee.

In arriving at its opinions, J.P. Morgan, among other things:

- reviewed certain internal financial analyses and forecasts prepared by the management of IEnova relating to its business;
- reviewed a draft of the *Prospecto y Folleto Informativo* (the "exchange offer document"), the Mexican prospectus filed by Semptra with the CNBV and a draft of this prospectus (together, the "exchange offer documents");
- reviewed certain publicly available business and financial information concerning IEnova and the industries in which it operates;
- compared the proposed financial terms of the exchange offer with the publicly available financial terms of certain transactions involving companies J.P. Morgan deemed relevant and the consideration received for such companies;
- compared the financial and operating performance of IEnova with publicly available information concerning certain other companies J.P. Morgan deemed relevant and reviewed the current and historical market prices of IEnova ordinary shares and certain publicly traded securities of such other companies; and

- performed such other financial studies and analyses and considered such other information as J.P. Morgan deemed appropriate for the purposes of its opinion.

In addition, J.P. Morgan held discussions with certain members of the management of IEnova and Sempra with respect to certain aspects of the exchange offer, and the past and current business operations of IEnova and Sempra, the financial condition and future prospects and operations of IEnova and Sempra, the effects of the exchange offer on the financial condition and future prospects of IEnova and Sempra, and certain other matters J.P. Morgan believed necessary or appropriate to its inquiry.

In giving its opinion, J.P. Morgan relied upon and assumed the accuracy and completeness of all information that was publicly available or was furnished to or discussed with J.P. Morgan by IEnova and Sempra or otherwise reviewed by or for J.P. Morgan, and J.P. Morgan did not independently verify (and did not assume responsibility or liability for independently verifying) any such information or its accuracy or completeness. J.P. Morgan did not conduct or was not provided with any valuation or appraisal of any assets or liabilities, nor did J.P. Morgan evaluate the solvency of IEnova and Sempra under any applicable laws relating to bankruptcy, insolvency, *concurso mercantil* or similar matters. In relying on financial analyses and forecasts provided to J.P. Morgan or derived therefrom, J.P. Morgan assumed that they were reasonably prepared based on assumptions reflecting the best currently available estimates and judgments by IEnova's management as to the expected future results of operations and financial condition of IEnova to which such analyses or forecasts relate. J.P. Morgan expressed no view as to such analyses or forecasts or the assumptions on which they were based. J.P. Morgan also assumed that the exchange offer will have the tax consequences described in this prospectus, and in discussions with, and materials furnished to J.P. Morgan by, representatives of IEnova, and that the other transactions contemplated by the exchange offer will be consummated as described in the exchange offer documents, and that the definitive exchange offer documents and the terms under which the exchange offer is consummated will not differ in any material respect from the drafts thereof provided to J.P. Morgan. J.P. Morgan also assumed that the exchange offer will be conducted in accordance with and in the manner described in the exchange offer documents in all respects material to its analysis. J.P. Morgan has also assumed that as part of the exchange offer, no party or person has agreed or offered to make any payment or receive consideration (of any nature) that is not expressly contemplated in the exchange offer documents or agreements ancillary thereto. J.P. Morgan expresses no view or opinion on any potential tax consequence of the exchange offer. J.P. Morgan is not a legal, regulatory or tax expert and relied on the assessments made by advisors to IEnova with respect to such issues. J.P. Morgan further assumed that all material governmental, regulatory or other consents and approvals necessary for the consummation of the exchange offer will be obtained without any adverse effect on IEnova or Sempra or on the contemplated benefits of the exchange offer.

The analyses and forecasts furnished to J.P. Morgan were prepared by IEnova's management, and J.P. Morgan was instructed to rely on these analyses and forecasts by IEnova's Corporate Practices Committee. IEnova does not publicly disclose internal management projections of the type provided to J.P. Morgan in connection with J.P. Morgan's analysis of the exchange offer, and such projections were not prepared with a view toward public disclosure. These projections were based on numerous variables and assumptions that are inherently uncertain and may be beyond the control of IEnova's management, including, without limitation, factors related to general regulatory, economic and competitive conditions and prevailing interest rates. Accordingly, actual results could vary significantly from those set forth in such projections.

J.P. Morgan's opinion was necessarily based on economic, market and other conditions as in effect on, and the information made available to J.P. Morgan as of, the date of such opinion. J.P. Morgan's opinion noted that subsequent developments occurring after the date of such opinion (including changes in laws and regulations or other unforeseen events) may affect J.P. Morgan's opinion and the assumptions used in preparing it, and that J.P. Morgan does not have any obligation to update, revise, or



reaffirm such opinion. J.P. Morgan's opinion also further noted that the potential volatility and disruption in the credit, financial and currency markets derived from political uncertainty or domestic economic outlooks may or may not have an effect on IEnova, Sempra or the exchange offer and J.P. Morgan does not express an opinion as to the effects of such potential volatility or such disruption on IEnova, Sempra or the exchange offer. J.P. Morgan's opinion is limited to the fairness, from a financial point of view, of the consideration to be received by IEnova's shareholders (other than Sempra and its affiliates) in the exchange offer, and J.P. Morgan has expressed no opinion as to the fairness of any consideration to be paid in connection with the exchange offer to the holders of any other class of securities, creditors or other constituencies of IEnova or the underlying decision by IEnova to engage in the exchange offer or the merits of the exchange offer itself. J.P. Morgan expressed no opinion as to the price at which IEnova's ordinary shares or Sempra's common stock will trade at any future time.

J.P. Morgan was not authorized to and did not solicit any expressions of interest from any other parties with respect to the sale of all or any part of IEnova or any other alternative transaction.

The terms of the exchange offer, including the consideration, were determined through arm's length negotiations between IEnova's Corporate Practices Committee and Sempra. The opinion of IEnova's board of directors and the recommendation of the Corporate Practices Committee regarding the exchange offer consideration were issued by IEnova's board of directors and Corporate Practices Committee after considering multiple factors, including, among other things, J.P. Morgan's opinion and financial analyses and, accordingly, J.P. Morgan's opinion and financial analyses should not be viewed as conclusive of the views of IEnova's board of directors or the Corporate Practices Committee with respect to the exchange offer consideration.

### ***Summary of Financial Analysis***

In accordance with customary investment banking practice, J.P. Morgan employed generally accepted valuation methodology in rendering its written opinion delivered to IEnova's Board of Directors and Corporate Practices Committee on April 14, 2021 and contained in the oral presentation delivered to them on such date in connection with the rendering of such opinion and does not purport to be a complete description of the analyses or data presented by J.P. Morgan. Some of the summaries of the financial analyses include information presented in tabular format. The tables presented below are not intended to stand alone, and in order to more fully understand the financial analyses used by J.P. Morgan, the tables must be read together with the full text of each summary. Considering the data set forth below without considering the full narrative description of the financial analyses, including the methodologies and assumptions underlying the analyses, could create a misleading or incomplete view of J.P. Morgan's analyses.

### ***Analyses Related to IEnova***

At the direction of IEnova's Corporate Practices Committee, and except as noted otherwise, for purposes of J.P. Morgan's analyses and opinion, J.P. Morgan relied on financial forecasts prepared by IEnova's management reflecting the views of IEnova's management with respect to the future financial performance of IEnova under two cases, which cases we refer to herein as "Management base case" and "Industry risk adjustment case". The Industry risk adjustment case takes into account the potential adverse impact on three projects as a result of potential regulatory and operating developments. For each of the Discounted Cash Flow Analysis, Selected Public Trading Multiples Analysis and Selected Transaction Multiples Analysis methodologies, J.P. Morgan conducted its analysis based on a sum of the parts analysis of the natural gas and power generation businesses.

### ***Discounted Cash Flow Analysis***

J.P. Morgan conducted a discounted cash flow analysis for the purpose of determining ranges of implied equity values per share for IEnova's ordinary shares. A discounted cash flow analysis is a method of evaluating an asset using estimates of the future unlevered free cash flows generated by the asset and taking into consideration the time value of money with respect to those future cash flows by calculating their "present value." The "unlevered free cash flows," for purposes of the discounted cash flow analysis, refer to a calculation of the future cash flows generated by an asset without including in such calculation any debt servicing costs. "Present value" refers to the current value of an asset's cash flows and is obtained by discounting those cash flows back to the present using a discount rate that takes into account macro-economic assumptions and estimates of risk, the opportunity cost of capital, capitalized returns and other appropriate factors. "Terminal value" refers to the capitalized value of all cash flows from an asset for periods beyond the forecast period.

J.P. Morgan calculated the present value, as of December 31, 2020, of unlevered free cash flows that IEnova is expected to generate during fiscal years 2021 to 2025 for each of the natural gas and power generation businesses under the Management base case and the Industry risk adjustment case.

J.P. Morgan also calculated ranges of terminal values for IEnova at the end of the forecast period by applying perpetuity growth rate ranges of 1.5% to 2.0% and 1.0% to 1.5% for the natural gas and power generation businesses, respectively, to the estimated unlevered free cash flows of each business. These perpetuity growth rate ranges were reviewed and approved by IEnova management.

The unlevered free cash flows and the range of terminal asset values were then discounted to present values using a range of discount rates from 7.5% to 8.0% and 7.0% to 7.5% for the natural gas and power generation businesses, respectively, which were chosen by J.P. Morgan based upon an analysis of the weighted average cost of capital of IEnova. Based on the management projections, the discounted cash flow analysis indicated a range of equity values (rounded to the nearest Ps. 0.25) of between Ps. 79.00 to Ps. 103.00 per share for the Management base case and Ps. 73.25 to Ps. 96.25 per ordinary share of IEnova for the Industry risk adjustment case.

#### *Selected Public Trading Multiples*

Using publicly available information, J.P. Morgan compared selected financial data for the natural gas and power generation businesses of IEnova with similar data for selected publicly traded companies engaged in businesses which J.P. Morgan judged to be analogous to those businesses. None of the selected companies reviewed is identical or directly comparable to IEnova or its natural gas and power generation businesses. However, these companies were selected, among other reasons, because they are publicly traded companies with operations and businesses that, for purposes of J.P. Morgan's analysis, may be considered sufficiently similar in certain respects to IEnova's natural gas and power generation businesses. The analysis necessarily involves complex considerations and judgements concerning differences in financial and operating characteristics of the companies involved and other factors that could affect the companies differently than they would affect IEnova. J.P. Morgan valued IEnova's natural gas and power generation businesses individually.

The natural gas companies selected by J.P. Morgan were TC Energy Corporation, Cheniere Energy Partners, L.P., Cheniere Energy, Inc., Equitrans Midstream Corporation, The Williams Companies, Inc. and Kinder Morgan, Inc. and the power generation companies selected by J.P. Morgan were AES Gener S.A., AES Brasil Energia S.A., Companhia Energética de São Paulo, Colbún S.A., Eneva S.A., Engie Brasil Energia S.A., Engie Energía Chile S.A. and Omega Geração S.A.

For each comparable company, J.P. Morgan calculated and compared various financial multiples and ratios for each of the Management base case and Industry risk adjustment case. The information J.P. Morgan calculated for the selected natural gas and power generation companies included multiple of firm value (calculated as the market value of the company's ordinary shares on a fully diluted basis, plus debt and other adjustments, including non-controlling interests, less cash) to estimated EBITDA (defined as earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) for the fiscal years ending December 31, 2021 (which we refer to as "EBITDA 2021E") and December 31, 2022 (which we refer to as "EBITDA 2022E").

These multiples were then applied to IEnova's forecast of adjusted EBITDA for each of the natural gas and power generation businesses for each year.

This analysis indicated the following range of equity values per share for IEnova's ordinary shares (rounded to the nearest Ps. 0.25):

Firm Value / EBITDA 2021E					Firm Value / EBITDA 2022E			
	Natural gas range	Power generation range	Implied value per share		Natural gas range	Power generation range	Implied value per share	
<b>Management base case</b>	8.75x- 12.00x	7.50x- 10.00x	Ps. 51.00	Ps. 92.75	8.00x- 11.25x	7.00x- 9.50x	Ps. 55.25	Ps. 102.50
<b>Industry risk adjustment case</b>	8.75x- 12.00x	7.50x- 10.00x	Ps. 51.00	Ps. 92.75	8.00x- 11.25x	7.00x- 9.50x	Ps. 51.00	Ps. 96.75

### *Selected Transaction Multiples Analysis*

Using publicly available information, J.P. Morgan examined a variety of transactions in the natural gas and power generation sectors in the United States and Latin America, valuing the natural gas and power generation business segments individually.

The natural gas transaction list included selected related party master limited partnership transactions in the natural gas sector in the United States. The transactions considered and the date each transaction was announced are as follows:

Announcement Date	Target	Acquiror
April 2021	IEnova	KKR
December 2020	TC Pipelines	TC Energy
July 2020	CNX Midstream	CNX Resources
February 2020	EQM Midstream Partners	Equitrans Midstream
December 2019	Tallgrass Energy	Blackstone Infra
November 2018	Dominion Energy Midstream Partners	Dominion Energy
November 2018	Western Gas Partners	Western Gas Equity Partners
October 2018	Enlink Midstream Partners	EnLink Midstream LLC
October 2018	Antero Midstream	Antero Midstream GP LP
August 2018	Energy Transfer Partners	Energy Transfer Equity
June 2018	Boardwalk Pipeline Partners LP	Loews Corporation
May 2018	Spectra Energy Partners	Enbridge Inc.
May 2018	Enbridge Energy Partners	Enbridge Inc.
May 2018	Cheniere Energy Partners LP	Cheniere Energy
May 2018	Williams Partners LP	The Williams Companies, Inc.

March 2018	Tallgrass Energy Partners, LP	Tallgrass Energy GP
May 2017	PennTex Midstream Partners	Energy Transfer Partners
February 2017	ONEOK Partners, L.P.	ONEOK, Inc.
January 2017	Midcoast Energy Partners, L.P.	Enbridge Inc.
September 2016	Columbia Pipeline Partners LP	TransCanada Corporation
November 2015	Targa Resources Partners LP	Targa Resources Corp.
May 2015	Williams Partners LP	The Williams Companies, Inc.
May 2015	Crestwood Midstream Partners LP	Crestwood Equity Partners LP
August 2014	Kinder Morgan Energy Partners, L.P.	Kinder Morgan, Inc.
August 2014	El Paso Pipeline Partners, L.P.	Kinder Morgan, Inc.

The power generation list included selected power generation transactions in Latin America. The transactions considered and the date each transaction was announced are as follows:

<b>Announcement Date</b>	<b>Target</b>	<b>Acquiror</b>
January 2018	CELSA and CGA	Contour Global
December 2017	InterGen Mexico	Actis
October 2017	Portfolio of renewable assets portfolio in operation and under construction from Enel Green Power	CDPQ and CKD IM
September 2016	Ventika I and II wind farms	IEnova

Based on the results of this analysis and other factors which J.P. Morgan considered appropriate based on its experience and professional judgment, J.P. Morgan selected a multiple reference range for firm value to EBITDA for each of IEnova's natural gas business and power generation business.

After J.P. Morgan applied these EBITDA multiple reference ranges to each of the Management base case and Industry base case, this analysis indicated the following range of equity values per share for IEnova's ordinary shares (rounded to the nearest Ps. 0.25):

<b>Firm Value/EBITDA 2021E</b>				
	Natural gas range	Power generation range	Implied value per share	
Management base case	8.50x-12.00x	8.00x-11.00x	Ps. 49.25	Ps. 95.25
Industry risk adjustment case	8.50x-12.00x	8.00x-11.00x	Ps. 49.25	Ps. 95.25

### *Historical Trading Range*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the trading range for the IEnova ordinary shares for the 52-week period ended April 13, 2021, which was (rounded to the nearest Ps. 0.25) Ps. 54.25 per share to Ps. 84.75 per share.

### *Analyst Ratings and Target Price per Share*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the ratings and estimates of IEnova's target price per share as of April 13, 2021 as disclosed by certain publicly available equity research analysts and noted that the range of such valuations was Ps. 77.00 per share to Ps. 115.00 per share.

#### *Analysis Related to Sempra (For Reference Only)*

##### *Historical Trading Range*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the trading range for the Sempra common stock for the 52-week period ended April 13, 2021, which was (rounded to the nearest U.S.\$0.25) U.S.\$112.25 per share to U.S.\$137.50 per share.

##### *Share Price Performance Relative to Selected Trading Companies*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the historical performance of Sempra common stock relative to selected trading companies.

##### *Analyst Ratings and Target Price per Share*

For reference only and not as a component of its fairness analysis, J.P. Morgan reviewed the ratings and estimates of Sempra's target price per share as of April 13, 2021 as disclosed by certain publicly available equity research analysts and noted that the range of such valuations was U.S.\$129.00 per share to U.S.\$167.00 per share.

#### *Miscellaneous*

The foregoing summary of certain material financial analyses does not purport to be a complete description of the analyses or data presented by J.P. Morgan. The preparation of a fairness opinion is a complex process and is not necessarily susceptible to partial analysis or summary description. J.P. Morgan believes that the foregoing summary and its analyses must be considered as a whole and that selecting portions of the foregoing summary and these analyses, without considering all of its analyses as a whole, could create an incomplete view of the processes underlying the analyses and its opinion. As a result, the ranges of valuations resulting from any particular analysis or combination of analyses described above were merely utilized to create points of reference for analytical purposes and should not be taken to be the view of J.P. Morgan with respect to the actual value of IEnova or Sempra. The order of analyses described does not represent the relative importance or weight given to those analyses by J.P. Morgan. In arriving at its opinion, J.P. Morgan did not attribute any particular weight to any analyses or factors considered by it and did not form an opinion as to whether any individual analysis or factor (positive or negative), considered in isolation, supported or failed to support its opinion. Rather, J.P. Morgan considered the totality of the factors and analyses performed in determining its opinion.

Analyses based upon forecasts of future results are inherently uncertain, as they are subject to numerous factors or events beyond the control of the parties and their advisors. Accordingly, forecasts and analyses used or made by J.P. Morgan are not necessarily indicative of actual future results, which may be significantly more or less favorable than suggested by those analyses. Moreover, J.P. Morgan's analyses are not and do not purport to be appraisals or otherwise reflective of the prices at which businesses actually could be acquired or sold. None of the selected companies reviewed as described in the above summary is identical to IEnova, and none of the selected transactions reviewed was identical to the exchange offer. However, the companies selected were chosen because they are publicly traded companies with operations and businesses that, for purposes of J.P. Morgan's analysis, may be considered

similar to those of IEnova. The transactions selected were similarly chosen because their participants, size and other factors, for purposes of J.P. Morgan's analysis, may be considered similar to the exchange offer. The analyses necessarily involve complex considerations and judgments concerning differences in financial and operational characteristics of the companies involved and other factors that could affect the companies compared to IEnova and the transactions compared to the exchange offer.

As a part of its investment banking business, J.P. Morgan and its affiliates are continually engaged in the valuation of businesses and their securities in connection with mergers and acquisitions, investments for passive and control purposes, negotiated underwritings, secondary distributions of listed and unlisted securities, private placements, and valuations for corporate and other purposes. J.P. Morgan was selected to deliver an opinion to IEnova's board of directors and Corporate Practices Committee with respect to the exchange offer on the basis of, among other things, such experience and its qualifications and reputation in connection with such matters and its familiarity with IEnova, Sempra and the industries in which they operate.

For services rendered in connection with the exchange offer and the delivery of its opinion, IEnova has agreed to pay J.P. Morgan a transaction advisory fee of up to U.S.\$2,250,000, in addition to U.S.\$1,500,000 which was payable by IEnova to J.P. Morgan in connection with J.P. Morgan's delivery of its opinion and the balance of which becomes payable upon consummation of the exchange offer. In addition, IEnova has agreed to reimburse J.P. Morgan for its expenses incurred in connection with its services, including the fees and disbursements of counsel, and will indemnify J.P. Morgan against certain liabilities arising out of J.P. Morgan's engagement. During the two years preceding the date of J.P. Morgan's opinion, J.P. Morgan and its affiliates have had commercial or investment banking relationships with IEnova and Sempra for which J.P. Morgan and such affiliates have received customary compensation. Such services during such period have included acting as financial advisor to Sempra in connection with its U.S.\$2.5 billion divestiture of U.S. renewables assets, which closed in April 2019; and with respect to IEnova, acting as Joint Lead Bookrunner in connection with its U.S.\$800 million bond issuance, which closed in September 2020. In addition, J.P. Morgan and its affiliates hold, on a proprietary basis, less than 1% of each of the outstanding ordinary shares of IEnova and the common stock of Sempra. During the two year period preceding delivery of its opinion ending on April 14, 2021, the aggregate fees recognized by J.P. Morgan from IEnova were approximately U.S.\$1,000,000 and from Sempra were approximately U.S.\$12,000,000. In the ordinary course of their businesses, J.P. Morgan and its affiliates may actively trade the debt and equity securities or financial instruments (including derivatives, bank loans or other obligations) of IEnova or Sempra for their own accounts or for the accounts of customers and, accordingly, they may at any time hold long or short positions in such securities or other financial instruments.



## **Opinión del Asesor Financiero Independiente al Comité de Practicas Societarias y al Consejo de Administración de IEnova**

En virtud de una carta mandato, IEnova contrató a J.P. Morgan para que actuara como asesor financiero para el Comité de Practicas Societarias y el Consejo de Administración de IEnova y emitiera una opinión de razonabilidad (*fairness opinion*) en relación con la oferta de intercambio.

En la sesión del Comité de Practicas Societarias de IEnova celebrada el 14 de abril de 2021, J.P. Morgan emitió su opinión oral y entregó su opinión por escrito al Consejo de Administración y al Comité de Practicas Societarias, en el sentido de que, a dicha fecha y sujeto a los factores y supuestos establecidos en su opinión, la contraprestación a ser pagada a los accionistas de IEnova (distintos de Semptra y sus afiliadas) en la oferta de intercambio era razonable (*fair*) para dichos accionistas, desde el punto de vista financiero.

El texto completo de la opinión por escrito de J.P. Morgan, de fecha 14 de abril de 2021, el cual establece, entre otras cosas, los supuestos asumidos, los asuntos considerados y los límites de la revisión realizada, se adjunta al presente certificado y se incorpora al presente por referencia. El resumen de la opinión de J.P. Morgan establecido en este certificado está calificado en su integridad por referencia al texto completo de dicha opinión. Se recomienda a los accionistas de IEnova leer la opinión en su totalidad. La opinión por escrito de J.P. Morgan fue dirigida al Consejo de Administración y al Comité de Practicas Societarias de IEnova (en dicho carácter) en relación con y para los efectos de su evaluación de la oferta de intercambio propuesta, misma que atendió únicamente la contraprestación que se pagaría en la oferta de intercambio y no abordó ningún otro aspecto de la oferta de intercambio. J.P. Morgan no expresó ninguna opinión sobre la razonabilidad (*fairness*) de la contraprestación respecto de los tenedores de cualquier otra clase de valores, acreedores u otros grupos de IEnova, ni sobre la decisión subyacente de IEnova de participar en la oferta de intercambio propuesta. La emisión de la opinión de J.P. Morgan fue aprobada por un comité de opiniones de razonabilidad (*fairness opinion committee*) de J.P. Morgan. La opinión no constituye una recomendación a ningún accionista de IEnova con relación a si debe presentar sus acciones ordinarias de IEnova en la oferta de intercambio o cualquier otro asunto, y no confiere derechos o recursos a ningún accionista, acreedor o cualquier otra persona que no sea el Consejo de Administración y Comité de Practicas Societarias de IEnova.

Para emitir su opinión, J.P. Morgan, entre otras cosas:

- revisó ciertos análisis y proyecciones financieras internas preparadas por la administración de IEnova en relación con su negocio;
- revisó un borrador del Prospecto y Folleto Informativo (el "documento de oferta de intercambio") presentado por Semptra ante la CNBV y un borrador del Prospecto entre la Sociedad y el Adquirente a ser presentado por el Adquirente ante la *United States Securities and Exchange Commission* mediante el Formulario S-4 (Form S-4) (conjuntamente, los "documentos de la oferta de intercambio")
- revisó cierta información comercial y financiera públicamente disponible sobre IEnova y las industrias en las que opera;

- comparó los términos financieros propuestos de la oferta de intercambio con los términos financieros disponibles públicamente de ciertas operaciones con empresas que J.P. Morgan consideró relevantes y la contraprestación recibida por dichas empresas;
- comparó el desempeño financiero y operativo de IEnova con la información públicamente disponible relacionada a ciertas otras empresas que J.P. Morgan consideró relevantes y revisó los precios de mercado actuales e históricos de las acciones ordinarias de IEnova y de algunos valores negociados públicamente de dichas otras empresas; y
- realizó otros estudios y análisis financieros y tomó en consideración cualquier otra información que J.P. Morgan consideró apropiada para efectos de su opinión.

Adicionalmente, J.P. Morgan sostuvo conversaciones con ciertos miembros de la administración de IEnova y Sempra con respecto a ciertos aspectos de la oferta de intercambio, y las operaciones comerciales pasadas y actuales de IEnova y Sempra, la situación financiera y las perspectivas y operaciones futuras de IEnova y Sempra, los efectos de la oferta de intercambio en la situación financiera y las perspectivas futuras de IEnova y Sempra, y ciertos otros asuntos que J.P. Morgan consideró necesarios o apropiados para su investigación.

Al emitir su opinión, J.P. Morgan se basó y asumió la exactitud e integridad de toda la información que estaba públicamente disponible o que fue proporcionada o discutida con J.P. Morgan por IEnova y Sempra o revisada de otra manera por o para J.P. Morgan, y J.P. Morgan no verificó de manera independiente (y no asumió la obligación y contingencias de verificar de manera independiente) dicha información o su exactitud o integridad. J.P. Morgan no llevó a cabo ni se le proporcionó ningún avalúo o valuación de ningún activo o pasivo, ni tampoco evaluó la solvencia de IEnova y Sempra bajo ninguna ley aplicable relacionada a quiebra, insolvencia, concurso mercantil o asuntos similares. Al basarse en los análisis y proyecciones financieras proporcionadas a J.P. Morgan o derivados de los mismos, J.P. Morgan asumió que fueron razonablemente preparados con base en supuestos que reflejan las mejores estimaciones y consideraciones actualmente disponibles por parte de la administración de IEnova en cuanto a los resultados futuros esperados de las operaciones y la situación financiera de IEnova a la que se refieren dichos análisis o proyecciones. J.P. Morgan no expresó ningún punto de vista sobre dichos análisis o proyecciones ni sobre los supuestos en los que se basaban. J.P. Morgan también asumió que la oferta de intercambio tendrá las consecuencias fiscales descritas en este prospecto, y en las conversaciones con los representantes de IEnova y en el material proporcionado a J.P. Morgan por estos, y que las demás operaciones contempladas por la oferta de intercambio se llevarán a cabo tal y como se describe en los documentos de la oferta de intercambio, y que los documentos definitivos de la oferta de intercambio y los términos en los que sea consumada la oferta de intercambio no diferirán en ningún aspecto material de los borradores de los mismos proporcionados a J.P. Morgan. J.P. Morgan también asumió que la oferta de intercambio será llevada a cabo de conformidad con y en los términos descritos en los documentos de la oferta de intercambio en todos los aspectos materiales para su análisis. J.P. Morgan también ha asumido que, como parte de la oferta de intercambio, ninguna parte o persona ha acordado u ofrecido realizar ningún pago o recibir una contraprestación (de cualquier naturaleza) que no esté expresamente contemplada en los documentos de la oferta de intercambio o en los contratos ancillares de los mismos. J.P. Morgan no expresa ningún punto de vista sobre las posibles consecuencias fiscales de la oferta de intercambio. J.P. Morgan no es un experto legal, regulatorio o fiscal y se basó en las evaluaciones realizadas por los asesores de IEnova con relación a dichas cuestiones. J.P. Morgan también asumió que todos los consentimientos y aprobaciones gubernamentales, regulatorios o de otro tipo necesarios para la consumación de la oferta de intercambio se obtendrán sin ningún efecto adverso para IEnova o Sempra o para los beneficios contemplados de la oferta de intercambio.

Los análisis y proyecciones proporcionados a J.P. Morgan fueron preparados por la administración de IEnova y J.P. Morgan fue instruido a basarse en estos análisis y proyecciones por el Comité de Practicas Societarias de IEnova. IEnova no divulga públicamente proyecciones internas de la administración del tipo proporcionado a J.P. Morgan en relación con el análisis de J.P. Morgan de la oferta de intercambio propuesta, y dichas proyecciones no fueron preparadas con miras a su divulgación pública. Estas proyecciones se basaron en numerosas variables y supuestos que son inherentemente inciertos y que pueden estar fuera del control de la administración de IEnova, incluyendo, sin limitación, factores relacionados con las condiciones generales regulatorias, económicas y competitivas y las tasas de interés prevalecientes. En consecuencia, los resultados reales podrían variar significativamente de los establecidos en dichas proyecciones.

La opinión de J.P. Morgan se basó necesariamente en las condiciones económicas, de mercado y de otro tipo vigentes en la fecha de dicha opinión y en la información puesta a disposición de J.P. Morgan. La opinión de J.P. Morgan señaló que los acontecimientos posteriores a la fecha de dicha opinión (incluidos los cambios en las leyes y reglamentos u otros acontecimientos no previsibles) pueden afectar la opinión de J.P. Morgan y los supuestos utilizados en su preparación, así como que J.P. Morgan no tiene ninguna obligación de actualizar, revisar o reafirmar dicha opinión. La opinión de J.P. Morgan también señaló que la potencial volatilidad y disrupción de los mercados crediticios, financieros y de divisas derivada de la incertidumbre política o de las perspectivas económicas nacionales puede o no tener un efecto sobre IEnova, Sempra o la oferta de intercambio y que J.P. Morgan no expresa una opinión sobre los efectos de dicha potencial volatilidad o dicha disrupción sobre IEnova, Sempra o la oferta de intercambio. La opinión de J.P. Morgan se limita a la razonabilidad (*fairness*), desde un punto de vista financiero, de la contraprestación a ser recibida por los accionistas de IEnova (distintos de Sempra y sus afiliadas) en la oferta de intercambio propuesta, y J.P. Morgan no ha expresado ninguna opinión sobre la razonabilidad (*fairness*) de cualquier contraprestación a ser pagada en relación con la oferta de intercambio a los tenedores de cualquier otra clase de valores, acreedores u otros grupos de IEnova o la decisión subyacente de IEnova de participar en la oferta de intercambio o los méritos de la propia oferta de intercambio. J.P. Morgan no expresó ninguna opinión sobre el precio al que las acciones ordinarias de IEnova o las acciones ordinarias de Sempra cotizarán en el futuro.

J.P. Morgan no fue autorizado para solicitar, ni solicitó, ninguna manifestación de interés de otras partes con respecto a la venta de la totalidad o parte de IEnova o cualquier otra operación alternativa.

Los términos de la oferta de intercambio, incluyendo la contraprestación, se determinaron a través de negociaciones en condiciones de mercado entre el Comité de Practicas Societarias de IEnova y Sempra. La opinión del Consejo de Administración de IEnova y la recomendación del Comité de Practicas Societarias con relación a la contraprestación de la oferta de intercambio fueron emitidas por el Consejo de Administración y el Comité de Practicas Societarias de IEnova después de considerar múltiples factores, incluyendo, entre otras cosas, la opinión y los análisis financieros de J.P. Morgan, y, en consecuencia, la opinión y los análisis financieros de J.P. Morgan no deben considerarse como conclusivos de las opiniones del Consejo de Administración o del Comité de Practicas Societarias de IEnova con respecto a la contraprestación de la oferta de intercambio.

### ***Resumen del Análisis Financiero***

De conformidad con la práctica habitual de banca de inversión, J.P. Morgan empleó una metodología de valuación generalmente aceptada al emitir su opinión por escrito entregada al Consejo de Administración y al Comité de Practicas Societarias el 14 de abril de 2021 y contenida en la presentación oral entregada a los mismos en dicha fecha en relación con la emisión de dicha opinión y no pretende ser una descripción completa de los análisis o datos presentados por J.P. Morgan. Algunos de los resúmenes de los análisis financieros incluyen información presentada en formato de tabla. Las tablas mostradas a

continuación no pretenden ser independientes y, para comprender mejor los análisis financieros utilizados por J.P. Morgan, las tablas deben leerse de manera conjunta con el texto completo de cada resumen. Considerar los datos que se muestran a continuación sin tomar en cuenta la descripción narrativa completa de los análisis financieros, incluyendo las metodologías y supuestos en los que se basan dichos análisis, podría crear una visión engañosa o incompleta de los análisis de J.P. Morgan.

#### *Análisis Relacionado con IEnova*

Por instrucciones del Comité de Practicas Societarias de IEnova, y salvo que se indique lo contrario, para efectos de los análisis y la opinión de J.P. Morgan, éste se basó en proyecciones financieras preparadas por la administración de IEnova que reflejan las perspectivas de la administración de IEnova con respecto al desempeño financiero futuro de IEnova bajo dos casos, a los que nos referimos en este documento como "Caso base de la administración" y "Caso de ajuste de riesgo de la industria". El Caso de ajuste de riesgo de la industria toma en cuenta el posible impacto adverso en tres proyectos como resultado de potenciales acontecimientos operativos y regulatorios en México. Para cada una de las metodologías de Análisis de Flujo de Efectivo Descontado (*Discounted Cash Flow Analysis*), Análisis de Múltiplos de Empresas Públicas Seleccionadas (*Selected Public Trading Multiples Analysis*) y Análisis de Múltiplos de Operaciones Seleccionadas (*Analysis and Selected Transaction Multiples Analysis*), J.P. Morgan realizó su análisis basándose en una suma del análisis de las partes de los negocios de gas natural y generación de energía.

#### *Análisis de Flujo de Efectivo Descontado (Discounted Cash Flow Analysis)*

J.P. Morgan realizó un análisis de flujo de efectivo descontado con el fin de determinar rangos de valores de capital implícitos por acción para las acciones ordinarias de IEnova. Un análisis de flujo de efectivo descontado es un método de evaluación de un activo utilizando estimaciones de los flujos de efectivo libres no apalancados (*unlevered free cash flows*) futuros generados por el activo y tomando en consideración el valor del dinero en el tiempo con respecto a esos flujos de efectivo futuros calculando su "valor presente". Los "flujos de efectivo libres no apalancados" para efectos del análisis de flujo de efectivo descontado, se refieren a un cálculo de los flujos de efectivo futuros generados por un activo sin incluir en dicho cálculo ningún costo de servicio de la deuda. "Valor presente" se refiere al valor actual de los flujos de efectivo de un activo y se obtiene descontando esos flujos de efectivo trayéndolos al presente utilizando una tasa de descuento que toma en consideración los supuestos macroeconómicos y las estimaciones de riesgo, el costo de oportunidad del capital, los rendimientos capitalizados y otros factores apropiados. "Valor terminal" se refiere al valor capitalizado de todos los flujos de efectivo de un activo para periodos posteriores al periodo de pronóstico.

J.P. Morgan calculó el valor presente, al 31 de diciembre de 2020, de los flujos de efectivo libres no apalancados que se espera que IEnova genere durante los ejercicios fiscales 2021 a 2025 para cada uno de los negocios de gas natural y generación de energía bajo el Caso base de administración y el Caso de ajuste de riesgo de la industria.

J.P. Morgan también calculó rangos de valores finales para IEnova al final del período de pronóstico aplicando rangos de tasas de crecimiento a perpetuidad del 1.5% al 2.0% y del 1.0% al 1.5% para los negocios de gas natural y generación de energía, respectivamente, a los flujos de efectivo libres no apalancados estimados para cada negocio. Estos rangos de tasas de crecimiento a perpetuidad fueron revisados y aprobados por la administración de IEnova.

Los flujos de efectivo libres no apalancados y el rango de valores finales de los activos fueron posteriormente descontados a valores presentes utilizando un rango de tasas de descuento del 7.5% al 8.0% y del 7.0% al 7.5% para los negocios de gas natural y generación de energía, respectivamente, que

fueron elegidos por J.P. Morgan con base en un análisis del costo promedio ponderado del capital de IEnova. Con base en las proyecciones de la administración, el análisis de flujo de efectivo descontado indicó un rango de valores de capital (redondeado a los Ps.\$0.25 más cercanos) de entre Ps.\$79.00 y Ps.\$103.00 por acción para el Caso base de la administración y de Ps.\$73.25 a Ps.\$96.25 por acción ordinaria de IEnova para el Caso de ajuste de riesgo de la industria.

*Análisis de Múltiplos de Empresas Públicas Seleccionadas (Selected Public Trading Multiples Analysis)*

Utilizando información públicamente disponible, J.P. Morgan comparó datos financieros seleccionados para los negocios de gas natural y generación de energía de IEnova con datos similares de empresas públicas seleccionadas que se dedican a negocios que J.P. Morgan consideró análogos a esos negocios. Ninguna de las empresas seleccionadas revisadas es idéntica o directamente comparable a IEnova o a sus negocios de gas natural y generación de energía. Sin embargo, estas empresas fueron seleccionadas, entre otras razones, porque son empresas públicas con operaciones y negocios que, para efectos del análisis de J.P. Morgan, pueden considerarse suficientemente similares en ciertos aspectos a los negocios de gas natural y generación de energía de IEnova. El análisis implica necesariamente consideraciones y juicios complejos sobre las diferencias en las características financieras y operativas de las empresas involucradas y otros factores que podrían afectar a las empresas de manera diferente a como afectarían a IEnova. J.P. Morgan valuó los negocios de gas natural y generación de energía de IEnova en forma individual.

Las empresas de gas natural seleccionadas por J.P. Morgan fueron TC Energy Corporation, Cheniere Energy Partners, L.P., Cheniere Energy, Inc., Equitrans Midstream Corporation, The Williams Companies, Inc., y Kinder Morgan Inc., y las empresas de generación eléctrica seleccionadas por J.P. Morgan fueron AES Gener S.A., AES Brasil Energía, S.A., Companhia Energética de São Paulo, Colbún S.A., Eneva S.A., Engie Brasil Energía S.A., Engie Energía Chile S.A. y Omega Geração S.A.

Para cada empresa comparable, J.P. Morgan calculó y comparó varios múltiplos y ratios financieros para cada uno de los Casos base de la administración y de ajuste de riesgo de la industria. La información que J.P. Morgan calculó para las empresas seleccionadas de gas natural y generación de energía incluyó el múltiplo del valor de la empresa (calculado como el valor de mercado de las acciones ordinarias de la empresa sobre una base totalmente diluida, más la deuda y otros ajustes, incluidas las participaciones no controladoras, menos el efectivo) con respecto al EBITDA estimado (definido como los beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización) para los ejercicios que finalizan el 31 de diciembre de 2021 (al que nos referimos como "EBITDA 2021E") y el 31 de diciembre de 2022 (al que nos referimos como "EBITDA 2022E").

Estos múltiplos fueron posteriormente aplicados a la proyección de IEnova de EBITDA ajustado para cada uno de los negocios de gas natural y generación de energía para cada año.

Este análisis indicó el siguiente rango de valores de capital por acción para las acciones ordinarias de IEnova (redondeado a los Ps.\$0.25 más cercanos):

Valor de la Empresa / EBITDA 2021E					Valor de la Empresa / EBITDA 2022E			
	Rango de gas natural	Rango de generación de energía	Valor implícito por acción		Rango de gas natural	Rango de generación de energía	Valor implícito por acción	
<b>Caso base de la administración</b>	8.75x- 12.00x	7.50x- 10.00x	Ps.\$51.00	Ps.\$92.75	8.00x- 11.25x	7.00x- 9.50x	Ps.\$55.25	Ps.\$102.50

<b>Caso de ajuste de riesgo de la industria</b>	8.75x-12.00x	7.50x-10.00x	Ps.\$51.00	Ps.\$92.75	8.00x-11.25x	7.00x-9.50x	Ps.\$51.00	Ps.\$96.75
---	--------------	--------------	------------	------------	--------------	-------------	------------	------------

*Análisis de Múltiplos de Operaciones Seleccionadas (Analysis and Selected Transaction Multiples Analysis)*

Utilizando información públicamente disponible, J.P. Morgan examinó una variedad de operaciones en los sectores de gas natural y generación de energía en los Estados Unidos y América Latina, valuando los segmentos de negocio de gas natural y generación de energía de manera individual.

La lista de operaciones de gas natural incluyó una selección de operaciones de sociedades limitadas maestras de partes relacionadas (*related party master limited partnership transactions*) en el sector del gas natural en Estados Unidos. Las operaciones consideradas y la fecha de anuncio de cada operación son los siguientes:

<b>Fecha de anuncio</b>	<b>Compañía Objetivo</b>	<b>Adquirente</b>
Abril 2021	IEnova	KKR
Diciembre 2020	TC Pipelines	TC Energy
Julio 2020	CNX Midstream	CNX Resources
Febrero 2020	EQM Midstream Partners	Equitrans Midstream
Diciembre 2019	Tallgrass Energy	Blackstone Infra
Noviembre 2018	Dominion Energy Midstream Partners	Dominion Energy
Noviembre 2018	Western Gas Partners	Western Gas Equity Partners
Octubre 2018	Enlink Midstream Partners	EnLink Midstream LLC
Octubre 2018	Antero Midstream	Antero Midstream GP LP
Agosto 2018	Energy Transfer Partners	Energy Transfer Equity
Junio 2018	Boardwalk Pipeline Partners LP	Loews Corporation
Mayo 2018	Spectra Energy Partners	Enbridge Inc.
Mayo 2018	Enbridge Energy Partners	Enbridge Inc.
Mayo 2018	Cheniere Energy Partners LP	Cheniere Energy
Mayo 2018	Williams Partners LP	The Williams Companies, Inc.
Marzo 2018	Tallgrass Energy Partners, LP	Tallgrass Energy GP
Mayo 2017	PennTex Midstream Partners	Energy Transfer Partners
Febrero 2017	ONEOK Partners, L.P.	ONEOK, Inc.
Enero 2017	Midcoast Energy Partners, L.P.	Enbridge Inc.
Septiembre 2016	Columbia Pipeline Partners LP	TransCanada Corporation
Noviembre 2015	Targa Resources Partners LP	Targa Resources Corp.
Mayo de 2015	Williams Partners LP	The Williams Companies, Inc.
Mayo 2015	Crestwood Midstream Partners LP	Crestwood Equity Partners LP
Agosto 2014	Kinder Morgan Energy Partners, L.P.	Kinder Morgan, Inc.
Agosto 2014	El Paso Pipeline Partners, L.P.	Kinder Morgan, Inc.

La lista de generación de energía incluyó operaciones seleccionadas de generación de energía en América Latina. Las operaciones consideradas y la fecha de anuncio de cada operación son los siguientes:

<b>Fecha de anuncio</b>	<b>Compañía Objetivo</b>	<b>Adquirente</b>
-------------------------	--------------------------	-------------------



Enero 2018	CELSA y CGA	Contour Global
Diciembre 2017	InterGen Mexico	Actis
Octubre 2017	Portafolio de activos renovables en funcionamiento y en construcción de Enel Green Power	CDPQ y CKD IM
Septiembre 2016	Parques eólicos Ventika I y II	IEnova

Con base en los resultados de este análisis y otros factores que J.P. Morgan consideró apropiados con base en su experiencia y juicio profesional, J.P. Morgan seleccionó un rango de múltiplos de referencia para el valor de la empresa a EBITDA para cada uno de los negocios de gas natural y generación de energía de IEnova.

Después de que J.P. Morgan aplicara estos rangos de referencia de múltiplos de EBITDA a cada uno de los Casos base de la administración y de la industria, este análisis indicó el siguiente rango de valores de capital por acción para las acciones ordinarias de IEnova (redondeado a los Ps.\$0.25 más cercanos):

Valor de la Empresa/EBITDA 2021E				
	Rango de gas natural	Rango de generación de energía	Valor implícito por acción	
Caso base de la administración	8.50x-12.00x	8.00x-11.00x	Ps.\$49.25	Ps.\$95.25
Caso de ajuste de riesgo de la industria	8.50x-12.00x	8.00x-11.00x	Ps.\$49.25	Ps.\$95.25

#### Rango histórico de valor

Sólo como referencia y no como un componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó el rango de valor de las acciones ordinarias de IEnova para el período de 52 semanas finalizado el 13 de abril de 2021, que fue (redondeado a los Ps.\$0.25 más cercanos) de entre Ps.\$54.25 por acción y Ps.\$84.75 por acción.

#### Calificaciones de los Analistas y Precio Objetivo por Acción

Sólo como referencia y no como componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó las calificaciones y estimaciones del precio objetivo por acción de IEnova al 13 de abril de 2021 divulgadas por ciertos analistas de investigación de valores disponibles públicamente y observó que el rango de dichas valuaciones era de entre Ps.\$77.00 por acción y Ps.\$115.00 por acción.

#### Análisis relacionado con Sempra (sólo para referencia)

#### Rango histórico de valor

Sólo como referencia y no como un componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó el rango de valor de las acciones ordinarias de Sempra para el período de 52 semanas finalizado el 13 de abril de 2021, que fue (redondeado a los U.S.\$0.25 más cercanos) de entre U.S.\$112.25 por acción y U.S.\$137.50 por acción.

### Comportamiento del precio de las acciones en relación con las empresas listadas seleccionadas

Sólo como referencia y no como componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó el rendimiento histórico de las acciones ordinarias de Sempra en relación con ciertas empresas listadas seleccionadas.

### Calificaciones de los analistas y precio objetivo por acción

Sólo como referencia y no como componente de su análisis de razonabilidad (*fairness*), J.P. Morgan revisó las calificaciones y estimaciones del precio objetivo por acción de Sempra al 13 de abril de 2021 según fue divulgado por ciertos analistas de investigación de valores disponibles públicamente y observó que el rango de dichas valuaciones era de entre U.S.\$129.00 por acción y U.S.\$167.00 por acción.

### Misceláneos

El resumen anterior de ciertos análisis financieros materiales no pretende ser una descripción completa de los análisis o datos presentados por J.P. Morgan. La elaboración de una opinión de razonabilidad (*fairness opinion*) es un proceso complejo y no es necesariamente susceptible de un análisis parcial o una descripción resumida. J.P. Morgan considera que el resumen anterior y sus análisis deben considerarse en su conjunto y que la selección de partes del resumen anterior y de estos análisis, sin considerar todos sus análisis en su conjunto, podría crear una perspectiva incompleta de los procesos subyacentes a los análisis y a su opinión. En consecuencia, los rangos de valuaciones resultantes de cualquier análisis o combinación de análisis descritos anteriormente se utilizaron simplemente para crear puntos de referencia para fines analíticos y no deben considerarse como la opinión de J.P. Morgan con respecto al valor real de IEnova o Sempra. El orden de los análisis descritos no representa la importancia o el peso que J.P. Morgan otorga a dichos análisis. Para otorgar su opinión, J.P. Morgan no atribuyó ningún peso particular a ninguno de los análisis o factores que consideró y no se formó una opinión sobre si algún análisis o factor individual (positivo o negativo), considerado de forma aislada, apoyaba o no su opinión. Al contrario, J.P. Morgan consideró la totalidad de los factores y análisis realizados para determinar su opinión.

Los análisis basados en proyecciones de resultados futuros son inherentemente inciertos, ya que están sujetos a numerosos factores o acontecimientos fuera del control de las partes y de sus asesores. En consecuencia, las proyecciones y los análisis utilizados o realizados por J.P. Morgan no son necesariamente indicativos de los resultados futuros reales, que pueden ser significativamente más o menos favorables de lo que sugieren dichos análisis. Además, los análisis de J.P. Morgan no son, ni pretenden ser, valuaciones o reflejar de otro modo los precios a los que podrían adquirirse o venderse realmente las empresas. Ninguna de las empresas seleccionadas revisadas, tal como se describe en el resumen anterior, es idéntica a IEnova, y ninguna de las operaciones seleccionadas revisadas era idéntica a la oferta de intercambio. Sin embargo, las empresas seleccionadas se eligieron porque son empresas públicas con operaciones y negocios que, para efectos del análisis de J.P. Morgan, pueden considerarse similares a los de IEnova. Las operaciones seleccionadas se eligieron igualmente porque sus participantes, tamaño y otros factores, para efectos del análisis de J.P. Morgan, pueden considerarse similares a los de la oferta de intercambio. Los análisis implican necesariamente consideraciones y juicios complejos sobre las diferencias en las características financieras y operativas de las empresas involucradas y otros factores que podrían afectar a las empresas en comparación con IEnova y a las operaciones comparadas con la oferta de intercambio.

Como parte de su actividad de banca de inversión, J.P. Morgan y sus afiliadas se dedican continuamente a la valuación de empresas y sus valores en relación con fusiones y adquisiciones, inversiones con fines pasivos y de control, compra-ventas negociadas, distribuciones secundarias de valores listados y no listados, colocaciones privadas y a valuaciones con fines corporativos y de otro tipo. J.P. Morgan fue seleccionada para emitir una opinión al Consejo de Administración y al Comité de Practicas Societarias de IEnova con respecto a la oferta de intercambio sobre la base de, entre otras cosas, dicha experiencia y sus calificaciones y reputación en relación con dichos asuntos y su familiaridad con IEnova, Sempra y las industrias en las que operan.

Para los servicios prestados en relación con la oferta de intercambio y la entrega de su opinión, IEnova acordó pagar a J.P. Morgan una contraprestación por asesoría de la operación de hasta \$2,250,000 dólares, además de \$1,500,000 dólares que fueron pagaderos por IEnova a J.P. Morgan en relación con la entrega de su opinión, y cuyo saldo remanente será pagadero tras la consumación de la oferta de intercambio. Adicionalmente, IEnova ha acordado reembolsar a J.P. Morgan los gastos en que haya incurrido en relación con sus servicios, incluyendo los honorarios y desembolsos de abogados, e indemnizará a J.P. Morgan en relación con ciertas responsabilidades derivadas de la contratación de J.P. Morgan. Durante los dos años anteriores a la fecha de la opinión de J.P. Morgan, J.P. Morgan y sus afiliadas han mantenido relaciones comerciales o de banca de inversión con IEnova y Sempra por las que J.P. Morgan y afiliadas han recibido compensaciones de mercado. Dichos servicios durante dicho periodo han incluido su participación como asesor financiero de Sempra en relación con su desinversión de 2,500 millones de dólares en activos de energías renovables en Estados Unidos, la cual cerró en abril de 2019; y con respecto a IEnova, actuando como Colocadores Líderes Conjuntos (*Joint Lead Bookrunner*) en relación con su oferta de bonos de 800 millones de dólares, misma que cerró en septiembre de 2020. Además, J.P. Morgan y sus afiliadas son titulares, como propietarias, de menos del 1% de las acciones ordinarias en circulación de IEnova y de menos del 1% de las acciones ordinarias de Sempra. Durante el período de dos años anterior a la entrega de su opinión, que finaliza el 14 de abril de 2021, los honorarios agregados reconocidos por J.P. Morgan pagados por IEnova fueron de aproximadamente U.S.\$1,000,000, mientras que los honorarios agregados reconocidos por J.P. Morgan pagados por Sempra fueron de aproximadamente U.S.\$12,000,000. En el curso ordinario de sus negocios, J.P. Morgan y sus afiliadas pueden operar, comprar o vender activamente los valores de deuda y de capital o los instrumentos financieros (incluidos los derivados, los préstamos bancarios u otras obligaciones) de IEnova o Sempra para sus propias cuentas o para las cuentas de los clientes y, en consecuencia, pueden tener en cualquier momento posiciones largas o cortas en dichos valores u otros instrumentos financieros.