

COMISIÓN DE VALORES
DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA
Washington, D.C. 20549

FORMA 10-K

(Marque Una)

- REPORTE ANUAL CONFORME A LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DEL MERCADO DE VALORES DE LOS EE.UU.

Para el año fiscal terminado el


31 de diciembre de 2023

o

- REPORTE DE TRANSICIÓN CONFORME A LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DEL MERCADO DE VALORES DE LOS EE.UU.

Para el periodo de transición de

a

Expediente de la Comisión No.	Nombre Exacto del Registrante según se Especifica en su Acta Constitutiva, Dirección de Principal Oficina Ejecutiva y Número de Teléfono	Estado de Constitución	No. de Identificación de Patrón del I.R.S.
1-14201	SEMPRA 488 8th Avenue San Diego, California 92101 +1 (619) 696-2000	California	33-0732627
			
1-03779	SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY 8330 Century Park Court San Diego, California 92123 +1 (619) 696-2000	California	95-1184800
			
1-01402	SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY 555 West 5th Street Los Angeles, California 90013 +1 (213) 244-1200	California	95-1240705
			

VALORES REGISTRADOS CONFORME A LA SECCIÓN 12(b) DE LA LEY:

Nombre de Cada Clase	Clave de Cotización	Nombre de Cada Bolsa en la que Está Registrado
SEMPRA:		
Acciones Comunes, sin expresión de valor nominal	SRE	Bolsa de Valores de Nueva York ⁽¹⁾
Notas Subordinadas Junior de 5.75% con Vencimiento en 2079, con valor nominal de \$25 dólares	SREA	Bolsa de Valores de Nueva York
SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY:		
Ninguno		
SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY:		
Ninguno		

⁽¹⁾ Las acciones comunes de Sempra también están inscritas en el Registro Nacional de Valores de la CNBV en México. La inscripción de las acciones comunes de Sempra en el Registro Nacional de Valores no implica certificación sobre la bondad de los valores, solvencia de la emisora o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en el reporte anual, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes. Este reporte anual se presenta en México de acuerdo con las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado.

VALORES REGISTRADOS CONFORME A LA SECCIÓN 12(b) DE LA LEY:

Nombre de Cada Clase

SEMPRA:

Ninguno

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY:

Ninguno

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY:

Acciones Preferentes de 6%, con valor nominal de \$25 dólares

Acciones Preferentes de 6% Serie A, con valor nominal de \$25 dólares

Indique con una cruz si el Registrante es una emisora experimentada, como se define en la Regla 405 de la Ley de Valores.

Sempra	Sí <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
San Diego Gas & Electric Company	Sí <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>
Southern California Gas Company	Sí <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>

Indique con una cruz si los Registrantes no están obligados a presentar reportes conforme a la Sección 13 o la Sección 15(d) de la Ley.

Sí No

Indique con una cruz si los Registrantes (1) han presentado todos los reportes que están obligados presentar conforme a la Sección 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU. durante los 12 meses previos (o por aquel periodo menor para el que los Registrantes hayan estado obligados a presentar dichos reportes), y (2) han estado sujetos a dichas obligaciones de presentación durante los últimos 90 días.

Sí No

Indique con una cruz si los Registrantes han presentado por medios electrónicos todos los Archivos Interactivos de Información que están obligados a presentar conforme a la Regla 405 de la Regulación S-T durante los 12 meses previos (o por aquel periodo menor para el que los Registrantes hayan estado obligados a presentar dichos reportes).

Sí No

Indique con una cruz si el Registrante es un registrante grande acelerado (*large accelerated filer*), un registrante acelerado (*accelerated filer*), un registrante no acelerado (*non-accelerated filer*), una compañía más pequeña que reporta (*smaller reporting company*), o una compañía de crecimiento emergente (*emerging growth company*). Ver definiciones de “registrante grande acelerado”, “registrante acelerado”, “compañía más pequeña que reporta” y “compañía de crecimiento emergente” en la Regla 12b-2 de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU.

Sempra:

<input checked="" type="checkbox"/> Registrante Grande Acelerado	<input type="checkbox"/> Registrante Acelerado	<input type="checkbox"/> Registrante No Acelerado	<input type="checkbox"/> Compañía Más Pequeña que Reporta	<input type="checkbox"/> Compañía de Crecimiento Emergente
--	--	---	---	--

San Diego Gas & Electric Company:

<input type="checkbox"/> Registrante Grande Acelerado	<input type="checkbox"/> Registrante Acelerado	<input checked="" type="checkbox"/> Registrante No Acelerado	<input type="checkbox"/> Compañía Más Pequeña que Reporta	<input type="checkbox"/> Compañía de Crecimiento Emergente
---	--	--	---	--

Southern California Gas Company:

<input type="checkbox"/> Registrante Grande Acelerado	<input type="checkbox"/> Registrante Acelerado	<input checked="" type="checkbox"/> Registrante No Acelerado	<input type="checkbox"/> Compañía Más Pequeña que Reporta	<input type="checkbox"/> Compañía de Crecimiento Emergente
---	--	--	---	--

Si es una compañía de crecimiento emergente, indique con una cruz si los Registrantes han elegido no utilizar el período de transición extendido para cumplir con cualquier norma de contabilidad financiera nueva o revisada prevista conforme a la Sección 13(a) de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU.

Indique con una cruz si los Registrantes han presentado un reporte de y una certificación a la evaluación de la efectividad de su control interno sobre el reporte financiero de su administración conforme a la Sección 404(b) de la Ley Sarbanes-Oxley (15 U.S.C. 7262(b)) por la firma independiente de contadores públicos que preparó o emitió su reporte de auditoría.

Si los valores están registrados conforme a la Sección 12(b) de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU., indique con una cruz si los estados financieros de los Registrantes incluidos en la presentación reflejan una corrección de un error a estados financieros previamente emitidos.

Indique con una cruz si cualquiera de esas correcciones de errores son reformulaciones que requieran un análisis de recuperación de compensaciones basadas en incentivos por cualquiera de los directivos de los Registrantes durante el periodo de recuperación correspondiente conforme a §240.10D-1(b).

Indique con una cruz si los Registrantes son compañías que no tiene operaciones (*shell companies*) (según se define en la Regla 12b-2 de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU.).

Si No

Indique el valor de mercado de las acciones comunes con y sin derechos de voto que no sean propiedad de afiliadas del Registrante calculados por referencia al precio al cual las acciones comunes fueron vendidas por última vez al 30 de junio de 2023, el último día hábil del segundo trimestre del Registrante concluido más recientemente:

Sempra	\$45.8 mil millones de dólares
San Diego Gas & Electric Company	\$0
Southern California Gas Company	\$0

Acciones Comunes en circulación, sin valor nominal, al 20 de febrero de 2024:

Sempra	632,149,916 acciones
San Diego Gas & Electric Company	Totalmente propiedad de Enova Corporation, que es totalmente propiedad de Sempra
Southern California Gas Company	Totalmente propiedad de Pacific Enterprises, que es totalmente propiedad de Sempra

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY CUMPLE CON LAS CONDICIONES DE LA INSTRUCCIÓN GENERAL I(1)(a) Y (b) DE LA FORMA 10-K Y POR LO TANTO PRESENTA ESTE REPORTE CON UN FORMATO DE PRESENTACIÓN REDUCIDO CONFORME SE PERMITE POR LA INSTRUCCIÓN GENERAL I(2).

DOCUMENTOS INCORPORADOS POR REFERENCIA:

Partes de la declaración de Sempra a ser presentada para su asamblea anual de accionista (*proxy statement*) en mayo de 2024 son incorporadas por referencia en la Parte III de este reporte anual en la Forma 10-K.

Partes de la información financiera de Southern California Gas Company a ser presentada para su asamblea anual de accionistas de mayo de 2024 son incorporadas por referencia en la Parte III de este reporte anual en la Forma 10-K.

SEMPRA FORMA 10-K
 SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY FORMA 10-K
 SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY FORMA 10-K
 TABLA DE CONTENIDO

	<i>Página</i>
Glosario	5
Información Relacionada con Declaraciones a Futuro	9
Resumen de Factores de Riesgo	10
PARTE I	
Punto 1. Negocio	12
Punto 1A. Factores de Riesgo	37
Punto 1B. Comentarios sin Resolver de Funcionarios	62
Punto 1C. Ciberseguridad	62
Punto 2. Propiedades	64
Punto 3. Procedimientos Legales	64
Punto 4. Información de Seguridad Minera	64
PARTE II	
Punto 5. Mercado para las Acciones Comunes del Registrante, Asuntos Relacionados con Accionistas y Compra de Valores de Capital de la Emisora	65
Punto 6. (Reservado)	66
Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración Sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación	66
Resumen General	66
Resultados de Operación por Registrante	67
Recursos de Capital y Liquidez	87
Estimaciones Contables Críticas	105
Punto 7A. Información Cuantitativa y Cualitativa Sobre Riesgo de Mercado	110
Punto 8. Estados Financieros e Información Complementaria	113
Punto 9. Cambios en y Desacuerdos Con Contadores en Contabilidad y Presentaciones Financieras	113
Punto 9A. Controles y Procedimientos	113
Punto 9B. Otra Información	117
Punto 9C. Presentaciones Sobre Jurisdicciones Extranjeras que Previenen Inspecciones	117
PARTE III	
Punto 10. Consejeros, Funcionarios Ejecutivos y Gobierno Corporativo	118
Punto 11. Compensación de Ejecutivos	118
Punto 12. Titaridad de Valores de Ciertos Beneficiarios y Funcionarios y Asuntos Relacionados con Accionistas	118
Punto 13. Ciertas Relaciones y Operaciones Relacionadas, e Independencia del Consejo	119
Punto 14. Principales Honorarios y Servicios Contables	119
PARTE IV	
Punto 15. Anexos y Apéndices de Estados Financieros	121
Punto 16. Resumen de la Forma 10-K	133
Firmas	134
Índice de los Estados Financieros Consolidados	F-1
Índice de la Información Financiera Condensada de la Sociedad Controladora	S-1

Esta Forma 10-K combinada se presenta de manera separada por Sempra, San Diego Gas & Electric Company y Southern California Gas Company. La información contenida en la presente en relación con cualquiera de los Registrantes que reportan en lo individual se presenta por dicha entidad en su propio nombre. Cada Registrante que reporta realiza declaraciones en la presente únicamente respecto de sí misma y sus entidades consolidadas y no realiza declaración alguna respecto de cualquier otra entidad.

Usted debe leer este reporte en su totalidad en lo que corresponde a cada Registrante. Ninguna sección de este reporte incluye todos los aspectos de cualquier asunto. Se presentan las secciones de la Parte II – Punto 8 en forma separada para cada Registrante, excepto por las Notas a los Estados Financieros Consolidados, los cuales están combinados para todos los Registrantes. Todos los Puntos distintos a la Parte II – Punto 8 están combinados para los tres Registrantes.

TABLA DE REFERENCIAS ENTRE REQUERIMIENTOS DEL ANEXO N DE LA CIRCULAR ÚNICA (CNBV) Y LOS DOCUMENTOS (*) EN LOS QUE SE RECOGE LA INFORMACION REQUERIDA	
CIRCULAR ÚNICA EMISORAS (ANEXO N)	DOCUMENTOS (*) – APARTADOS EN LOS QUE SE RECOGE LA INFORMACIÓN REQUERIDA
INFORMACIÓN GENERAL	
a) Glosario de términos y definiciones	<ul style="list-style-type: none"> • Glosario
b) Resumen ejecutivo	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Resumen General. • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración Sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Resumen General.
c) Factores de riesgo	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1A. Factores de Riesgo.
d) Otros valores	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 5. Mercado para las Acciones Comunes del Registrante, Asuntos Relacionados con Accionistas y Compra de Valores de Capital de la Emisora. • Estados Financieros Consolidados – Nota 13. Acciones Preferentes. • Estados Financieros Consolidados – Nota 14. Sempra – Participaciones de Accionistas y Utilidades por Acción Común.
e) Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el registro	N/A
f) Destino de los fondos (en su caso)	N/A
g) Documentación de carácter público	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 5. Mercado para las Acciones Comunes del Registrante, Asuntos Relacionados con Accionistas y Compra de Valores de Capital de la Emisora.
LA EMISORA	
a) Historia y desarrollo de la Emisora	<ul style="list-style-type: none"> • Portada. • Punto 1. Negocio – Resumen General.
b) Descripción del negocio	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Descripción del Negocio por Segmento.
i) Actividad principal	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Descripción del Negocio por Segmento.

ii) Canales de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Descripción del Negocio por Segmento.
iii) Patentes, licencias, marcas y otros contratos	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Regulación.
iv) Principales clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Descripción del Negocio por Segmento.
v) Legislación aplicable y situación tributaria	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Regulación. • Punto 1. Negocio – Mecanismos para Establecer las Tarifas.
vi) Recursos Humanos	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Otros Asuntos – Capital Humano.
vii) Desempeño ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Asuntos Medioambientales. • Punto 1A. Factores de Riesgo – Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Todos los Negocios de Sempra. • Estados Financieros Consolidados – Nota 16. Compromisos y Contingencias – Asuntos Ambientales.
viii) Información de mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Descripción del Negocio por Segmento. • Estados Financieros Consolidados – Sempra Balances Generales Consolidados. • Punto 15. Anexos y Apéndices de Estados Financieros – Anexo 4 – Instrumentos que Definen los Derechos de los Tenedores de Valores, Incluidas las Escrituras.
ix) Estructura corporativa	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Resumen General. • Punto 1. Negocio – Descripción del Negocio por Segmento. • Estados Financieros Consolidados – Nota 13. Acciones Preferentes. • Estados Financieros Consolidados – Nota 14. Sempra – Capital Contable y Utilidad por Acción Común.
x) Descripción de sus principales activos	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Recursos de Capital y Liquidez – Sempra Infrastructure.

	<ul style="list-style-type: none"> • Estados Financieros Consolidados – Nota 4. Asuntos Reglamentarios. • Estados Financieros Consolidados – Nota 1. Políticas Contables Significativas y Otros Datos Financieros – Propiedad Planta y Equipo. • Estados Financieros Consolidados – Nota 5. Sempra – Adquisiciones y Desinversiones. • Estados Financieros Consolidados – Nota 6. Sempra – Inversiones en Entidades No Consolidadas.
xi) Procesos judiciales, administrativos o arbitrales	<ul style="list-style-type: none"> • Estados Financieros Consolidados – Nota 16. Compromisos y Contingencias – Procedimientos Legales.
xii) Acciones representativas del capital social	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 5. Mercado para las Acciones Comunes del Registrante, Asuntos Relacionados con Accionistas y Compra de Valores de Capital de la Emisora. • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Recursos de Capital y Liquidez – Fuentes y Uso de Efectivo – Valor Contable por Acción Común. • Estados Financieros Consolidados – Sempra Balances Generales Consolidados. • Estados Financieros Consolidados – Nota 13. Acciones Preferentes. • Estados Financieros Consolidados – Nota 14. Sempra – Capital Contable y Utilidad por Acción Común.
xiii) Dividendos	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Recursos de Capital y Liquidez – Fuentes y Uso de Efectivo – Dividendos.
xiv) Controles cambiarios y otras limitaciones que afecten a los tenedores de los títulos	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 15. Anexos y Apéndices de Estados Financieros – Anexo 4 – Instrumentos que Definen los Derechos de los Tenedores de Valores, Incluidas las Escrituras.
INFORMACIÓN FINANCIERA	
a) Información financiera seleccionada	<ul style="list-style-type: none"> • Estados Financieros Consolidados. • Estados Financieros Consolidados – Nota 1. Políticas Contables Significativas y Otros Datos Financieros.
b) Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Descripción del Negocio por Segmento.

	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Resumen General – Resultados de Operación por Registrante. • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Recursos de Capital y Liquidez.
c) Informe de créditos relevantes	<ul style="list-style-type: none"> • Estados Financieros Consolidados. • Estados Financieros Consolidados – Nota 7. Deuda y Líneas de Crédito.
d) Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la Emisora	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación.
i) Resultados de la operación	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Resultados de Operación por Registrante.
ii) Situación financiera, liquidez y recursos de capital	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Recursos de Capital y Liquidez.
iii) Control interno	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 9A. Controles y Procedimientos.
e) Estimaciones provisiones o reservas contables críticas	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Estimaciones Contables Críticas.
ADMINISTRACIÓN	
a) Auditores externos	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de la Firma de Contadores Públicos Independientes Registrada.
b) Operaciones con personas relacionadas y conflicto de intereses	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 7. Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación – Recursos de Capital y Liquidez – Resumen General – Créditos con Afiliadas. • Punto 13. Ciertas Relaciones y Operaciones Relacionadas, e Independencia del Consejo. • Estados Financieros Consolidados – Nota 1. Políticas Contables Significativas y Otros Documentos Financieros – Operaciones con Afiliadas.
c) Administradores y accionistas	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Otros Asuntos. • Punto 10. Consejeros, Funcionarios Ejecutivos y Gobierno Corporativo.

d) Estatutos sociales y otros convenios	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 15. Anexos y Apéndices de Estados Financieros – Anexo 3 – Acta Constitutiva y Estatutos.
e) Otras prácticas de gobierno corporativo	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 10. Consejeros, Funcionarios Ejecutivos y Gobierno Corporativo.
MERCADO DE CAPITALES	
a) Estructura accionaria	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 1. Negocio – Resumen General.
b) Comportamiento de la acción en el mercado de valores	<ul style="list-style-type: none"> • Punto 5. Mercado para las Acciones Comunes del Registrante, Asuntos Relacionados con Accionistas y Compra de Valores de Capital de la Emisora. • Estados Financieros Consolidados – Nota 13. Acciones Preferentes. • Estados Financieros Consolidados – Nota 14. Sempra – Participaciones de Accionistas y Utilidades por Acción Común.
c) Formador de mercado	N/A
PERSONAS RESPONSABLES	
a) Manifestaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Personas responsables
ANEXOS	
a) Estados Financieros Consolidados	<ul style="list-style-type: none"> • Estados Financieros Consolidados.
b) Documento explicativo diferencias relevantes entre las IFRS y U.S. GAAP	<ul style="list-style-type: none"> • Documento explicativo diferencias relevantes entre las IFRS y U.S. GAAP.

Los siguientes términos y abreviaturas que aparecen en este reporte tienen los significados que se indican a continuación.¹

GLOSSARY	
AB	por sus siglas en inglés, una Iniciativa de la Asamblea de California (<i>California Assembly Bill</i>)
ADIA	Black Silverback ZC 2022 LP (cesionario de Black River B 2017 Inc.), una afiliada totalmente propiedad de Abu Dhabi Investment Authority
AFUDC	por sus siglas en inglés, la provisión para fondos utilizados durante la construcción (<i>allowance for funds used during construction</i>)
amparo	un recurso constitucional extraordinario regulado por los Artículos 103 y 107 de la Constitución Política Mexicana y que es presentado a una corte federal mexicana.
AOCI	por sus siglas en inglés, otra utilidad (pérdida) integral acumulada (<i>accumulated other comprehensive income (loss)</i>)
ARO	por sus siglas en inglés, obligaciones de retiro de activos (<i>asset retirement obligation</i>)
ASC	por sus siglas en inglés, Codificación de Estándares de Contabilidad (<i>Accounting Standards Codification</i>)
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
ASR	por sus siglas en inglés, recompra de acciones acelerada (<i>accelerated share repurchase</i>)
ASU	por sus siglas en inglés, Actualización de Estándares de Contabilidad (<i>Accounting Standards Update</i>)
Bcf	mil millones de pies cúbicos
Bechtel	Bechtel Energy Inc.
bps	puntos base
Cameron LNG JV	Cameron LNG Holdings, LLC
Terminal Cameron LNG Fase 1	Terminal de licuefacción Cameron LNG JV
Proyecto Cameron LNG Fase 2	Expansión del proyecto de licuefacción Cameron LNG JV
CARB	Consejo de Recursos del Aire de California
CCA	por sus siglas en inglés, Elección de Agregación Comunitaria (<i>Community Choice Aggregation</i>)
CCM	por sus siglas en inglés, mecanismo de ajuste de costo de capital (<i>cost of capital adjustment mechanism</i>)
CEC	Comisión de Energía de California
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFIN	Cameron LNG FINCO, LLC, una afiliada totalmente propiedad pero no consolidada de Cameron LNG JV
CNBV	Comisión Nacional Bancaria y de Valores
CODM	por sus siglas en inglés, responsable de decisiones operativas (<i>chief operating decision maker</i>) como se define en la ASC 280
ConocoPhillips	ConocoPhillips Company
COVID-19	la enfermedad del coronavirus de 2019
CPUC	por sus siglas en inglés, la Comisión de Servicios Públicos de California (<i>California Public Utilities Commission</i>)
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CRR	por sus siglas en inglés, un derecho de ingreso por congestión (<i>congestion revenue right</i>)
DA	Acceso Directo
DER	Recursos energéticos distribuidos
DOE	por sus siglas en inglés, Departamento de Energía de los EE.UU. (<i>U.S. Department of Energy</i>)
DOT	por sus siglas en inglés, Departamento de Transporte de los EE.UU. (<i>U.S. Department of Transportation</i>)
DWR	por sus siglas en inglés, Departamento de Recursos Hídricos de California (<i>California Department of Water Resources</i>)
ECA LNG	ECA LNG Fase 1 y ECA LNG Fase 2, conjuntamente
ECA LNG Fase 1	ECA LNG Holdings B.V.
ECA LNG Fase 2	ECA LNG II Holdings B.V.
Terminal ECA Regasificación	Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. terminal de regasificación de LNG
Ecogas	Ecogas México, S. de R.L. de C.V.
Edison	Southern California Edison Company, una subsidiaria de Edison International
EFH	Energy Future Holdings Corp. (renombrada Sempra Texas Holdings Corp.)
Enova	Enova Corporation
EPA	por sus siglas en inglés, Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. (<i>U.S. Environmental Protection Agency</i>)
EPC	por sus siglas en inglés, ingeniería, proveeduría y construcción (<i>engineering, procurement and construction</i>)
EPS	por sus siglas en inglés, utilidades (pérdidas) por acción común (<i>earnings (losses) per common share</i>)
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas, Inc., el operador de sistema independiente y coordinador regional de varios sistemas de electricidad dentro de Texas
ESJ	Energía Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V.
ETR	por sus siglas en inglés, tasa de impuestos efectiva (<i>effective income tax rate</i>)

¹ Nota a la Traducción: se sigue el orden alfabético utilizado de la versión original en inglés.

GLOSARIO (CONTINÚA)

Ley del Mercado de Valores	Ley del Mercado de Valores de los EE.UU., según sea modificada
FERC	por sus siglas en inglés, la Comisión Federal Reguladora de Energía (<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>)
Fitch	Fitch Ratings, Inc.
FTA	por sus siglas en inglés, Tratado de Libre Comercio (<i>Free Trade Agreement</i>)
GCIM	por sus siglas en inglés, Mecanismo de Incentivo de Costo de Gas (<i>Gas Cost Incentive Mechanism</i>)
GHG	por sus siglas en inglés, gas de efecto invernadero (<i>greenhouse gas</i>)
GRC	por sus siglas en inglés, el Caso de Tarifas Generales (<i>General Rate Case</i>)
HMRC	por sus siglas en inglés, la Oficina de Ingresos y Aranceles de Su Majestad (<i>Her Majesty's Revenue and Customs</i>) (<i>Departamento de Ingresos y Tarifas del Reino Unido</i> (<i>United Kingdom's Revenue and Customs Department</i>))
HOA	Por sus siglas en inglés, Términos del Acuerdo (<i>Heads of Agreement</i>)
IEnova	Infraestructura Energética Nova, S.A.P.I. de C.V.
IEnova Pipelines	IEnova Pipelines, S. de R.L. de C.V.
IMG	Infraestructura Marina del Golfo
INEOS	INEOS Energy Trading Limited, una subsidiaria de INEOS Limited
IOU	por sus siglas en inglés, una empresa de servicios públicos propiedad de inversionistas (<i>investor-owned utility</i>)
IRA	por sus siglas en inglés, Ley para la Reducción de la Inflación (<i>Inflation Reduction Act</i>)
IRS	por sus siglas en inglés, Servicio de Impuestos Internos de EE.UU. (<i>U.S. Internal Revenue Service</i>)
ISFSI	por sus siglas en inglés, instalación de almacenamiento independiente de combustible gastado (<i>independent spent fuel storage installation</i>)
ISO	por sus siglas en inglés, un Operador de Sistemas Independiente (<i>Independent System Operator</i>)
JV	por sus siglas en inglés, negocios conjuntos (<i>joint venture</i>)
KKR Denali	KKR Denali Holdco LLC, una afiliada de Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P.
KKR Pinnacle	KKR Pinnacle Investor L.P., una afiliada de Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P.
kV	kilovolt
kW	kilowatt
kWh	kilowatt por hora
Tribunal Superior de LA	el Tribunal Superior del Condado de Los Ángeles
Fuga	la fuga en el pozo de inyección y retiro ubicado en la instalación de gas natural de SoCalGas Aliso Canyon, SS25, descubierta por SoCalGas el 23 de octubre de 2015
LNG	por sus siglas en inglés, gas natural licuado (<i>liquefied natural gas</i>)
LPG	por sus siglas en inglés, gas de petróleo líquido (<i>liquid petroleum gas</i>)
LTIP	por sus siglas en inglés, plan de incentivo a largo plazo (<i>long-term incentive plan</i>)
MD&A	por sus siglas en inglés, los Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y Resultados de Operación (<i>Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations</i>)
Bolsa Mexicana de Valores	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V., o BMV
MMBtu	por sus siglas en inglés, millones de unidades térmicas Británicas (de gas natural) (<i>million British thermal units</i>)
MMcf	por sus siglas en inglés, millones de pies cúbicos (<i>million cubic feet</i>)
Moody's	Moody's Investors Service, Inc.
MOU	por sus siglas en inglés, Memorándum de Entendimiento (<i>Memorandum of Understanding</i>)
Mtpa	por sus siglas en inglés, millones de toneladas por año (<i>million tonnes per annum</i>)
MW	megawatt
MWh	megawatt por hora
NAV	por sus siglas en inglés, valor del activo neto (<i>net asset value</i>)
NCI	por sus siglas en inglés, participación no controladora (<i>noncontrolling interest(s)</i>)
NDT	por sus siglas en inglés, fideicomisos de decomiso nuclear (<i>nuclear decommissioning trusts</i>)
NEIL	Nuclear Electric Insurance Limited
NEM	por sus siglas en inglés, medición de energía neta (<i>net energy metering</i>)
NOL	por sus siglas en inglés, pérdida operativa neta
NRC	por sus siglas en inglés, Comisión Reguladora Nuclear (<i>Nuclear Regulatory Commission</i>)
NYSE	Bolsa de Valores de Nueva York
O&M	por sus siglas en inglés, gastos por operación y mantenimiento (<i>operation and maintenance expense</i>)
OCI	por sus siglas en inglés, otra utilidad (pérdida) integral (<i>other comprehensive income (loss)</i>)
OEIS	por sus siglas en inglés, Oficina de Seguridad de Infraestructura Energética (<i>Office of Energy Infrastructure Safety</i>)
OII	por sus siglas en inglés, una Investigación Establecida por una Orden (<i>Order Instituting Investigation</i>)
Oncor	Oncor Electric Delivery Company LLC

GLOSARIO (CONTINÚA)

Oncor Holdings	Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC
ORLEN	Polski Koncern Naftowy Orlen S.A. (anteriormente denominado Polish Oil & Gas Company)
OSC	por sus siglas en inglés, Orden para Mostrar Causa (<i>Order to Show Cause</i>)
Otros Sempra	Todas las entidades consolidadas de Sempra, excepto SDG&E y SoCalGas
Proyecto PA LNG Fase 1	fase inicial del proyecto de licuefacción Port Arthur LNG
Proyecto PA LNG Fase 2	segunda fase del proyecto de licuefacción Port Arthur LNG
PBOP	por sus siglas en inglés, beneficios posteriores al retiro distintos a pensiones (<i>postretirement benefits other than pension</i>)
PE	Pacific Enterprises
PEMEX	Petróleos Mexicanos (compañía petrolera propiedad del gobierno mexicano)
PG&E	Pacific Gas and Electric Company
PHMSA	por sus siglas en inglés, Administración Seguridad de Ductos y Materiales Peligrosos (<i>Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration</i>)
Port Arthur LNG	Port Arthur LNG, LLC, una subsidiaria indirecta de SI Partners propietaria del proyecto PA LNG Fase 1
PP&E	por sus siglas en inglés, propiedad, planta y equipo (<i>property, plant and equipment</i>)
PPA	por sus siglas en inglés, contrato de adquisición de energía (<i>power purchase agreement</i>)
PRP	por sus siglas en inglés, Parte Potencialmente Responsable (<i>Potentially Responsible Party</i>)
PUCT	por sus siglas en inglés, la Comisión de Servicios Públicos de Texas (<i>Public Utility Commission of Texas</i>)
PURA	por sus siglas en inglés, Ley Reglamentaria de Servicios Públicos de Texas (<i>Texas Public Utility Regulatory Act</i>)
PXiSE	PXiSE Energy Solutions, LLC
Agencias Calificadoras	Moody's, S&P y Fitch, conjuntamente
RBS	The Royal Bank of Scotland plc
RBS Sempra Commodities	RBS Sempra Commodities LLP
REC	por sus siglas en inglés, certificado de energía renovable (<i>renewable energy certificate</i>)
Registrantes	tiene el significado establecido en la Regla 12b-2 de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU. y para propósitos de este reporte incluyen Sempra, SDG&E y SoCalGas
ROE	por sus siglas en inglés, retorno sobre capital (<i>return on equity</i>)
ROU	por sus siglas en inglés, derecho de uso (<i>right-of-use</i>)
RPS	por sus siglas en inglés, Normas de la Cartera de Renovables (<i>Renewables Portfolio Standard</i>)
RSU	por sus siglas en inglés, unidad de acciones restringidas (<i>restricted stock unit</i>)
S&P	S&P Global Ratings, una división de S&P Global Inc.
SB	por sus siglas en inglés, la Iniciativa del Senado de California (<i>California Senate Bill</i>)
SDG&E	San Diego Gas & Electric Company
SDSRA	por sus siglas en inglés, Cuenta de Reserva de Servicio de Deuda Senior (<i>Senior Debt Service Reserve Account</i>)
SEC	por sus siglas en inglés, la Comisión de Valores de los EE.UU. (<i>U.S. Securities and Exchange Commission</i>)
SED	por sus siglas en inglés, División de Seguridad y Cumplimiento de la CPUC (<i>Safety and Enforcement Division</i>)
SEDATU	Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano
SEFE	SEFE Marketing & Trading México S. de R.L. de C.V. (anteriormente denominado Gazprom Marketing & Trading México S. de R.L. de C.V.)
SENER	Secretaría de Energía
acciones preferentes serie A	las acciones preferentes, de conversión obligatoria de 6%, serie A
acciones preferentes serie B	las acciones preferentes, de conversión obligatoria de 6.75%, serie B
acciones preferentes serie C	las acciones preferentes, perpetuas, amortizables, acumulativas, a tasa fija de 4.875%, serie C
Sharyland Holdings	Sharyland Holdings, L.P.
Sharyland Utilities	Sharyland Utilities, L.L.C.
SI Partners	Sempra Infrastructure Partners, LP, la compañía tenedora de la mayoría de las subsidiarias de Sempra que no están sujetas a la regulación de servicios públicos de California o Texas
SoCalGas	Southern California Gas Company
SOFR	por sus siglas en inglés. Tasa de Interés para Préstamos Garantizados (<i>Secured Overnight Financing Rate</i>)
SONGS	por sus siglas en inglés, la Estación de Generación de Energía Nuclear de San Onofre (<i>San Onofre Nuclear Generation Station</i>)
SPA	por sus siglas en inglés, contrato de compraventa (<i>sale and purchase agreement</i>)
Comité SST	Comité de Seguridad, Sustentabilidad y Tecnología del consejo de administración de Sempra
Contrato de Soporte	el contrato de soporte, de fecha 28 de julio de 2020, y modificado el 29 de junio de 2021, celebrado entre Sempra y Sumitomo Mitsui Banking Corporation
TAG Norte	TAG Norte Holding, S. de R.L. de C.V.

GLOSARIO (CONTINÚA)

TAG Pipelines	TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.
Tangguh PSC	Tangguh PSC Contractors
TCEQ	por sus siglas en inglés Comisión de Calidad Ambiental de Texas (<i>Texas Commission on Environmental Quality</i>)
TdM	Termoeléctrica de Mexicali
TO5	por sus siglas en inglés, la Tarifa de la Fórmula de Propietario de Transmisión Eléctrica (<i>Electric Transmission Owner Formula Rate</i>) con efectos a partir del 1 de junio de 2019
TTI	Texas Transmission Investment LLC, una entidad indirectamente propiedad de OMERS Administration Corporation (actuando a través de su entidad de inversión en infraestructura, OMERS Infrastructure Management Inc.) y GIC Private Limited
U.S. GAAP	por sus siglas en inglés, los principios de contabilidad generalmente aceptados en los EE.UU. (<i>generally accepted accounting principles in the United States of America</i>)
VaR	por sus siglas en inglés, valor en riesgo (<i>value at risk</i>)
IVA	impuesto al valor agregado
Ventika	Ventika, S.A.P.I. de C.V. y Ventika II, S.A.P.I. de C.V., conjuntamente
VIE	por sus siglas en inglés, entidades de participación variable (<i>variable interest entity</i>)
Fondo contra Incendios Forestales	por sus siglas en inglés, el fondo establecido conforme a la AB 1054 (<i>Wildfire Fund</i>)
Legislación de Incendios Forestales	AB 1054 y AB 111

En este reporte, las referencias a “Sempra” se refieren a Sempra y a sus empresas consolidadas, conjuntamente, y las referencias a “nosotros”, “nuestro”, “nos” y “nuestra compañía” son al Registrante aplicable y a sus empresas consolidadas, conjuntamente, en cada caso, salvo que se declare o el contexto indique lo contrario. Todas las referencias en este reporte a nuestros segmentos reportables no pretenden referirse a alguna entidad legal con un nombre igual o similar.

A lo largo de este reporte, nos referimos a los siguientes como Estados Financieros Consolidados y Notas a los Estados Financieros Consolidados cuando se comenten conjuntamente:

- los Estados Financieros Consolidados y las Notas relacionadas de Sempra;
- los Estados Financieros y las Notas relacionadas de SDG&E; y
- los Estados Financieros y las Notas relacionadas de SoCalGas.

INFORMACIÓN RELATIVA A DECLARACIONES A FUTURO

Este reporte hacemos declaraciones que constituyen declaraciones a futuro dentro del significado de la Ley para la Reforma de Litigios Sobre Valores Privados de 1995 (Private Securities Litigation Reform Act of 1995). Las declaraciones a futuro se basan en asunciones sobre el futuro e involucran riesgos e incertidumbres y no son garantías. Los resultados futuros pueden diferir materialmente de aquellos expresos o implícitos en cualquier declaración a futuro. Estas declaraciones a futuro representan nuestras estimaciones y asunciones a la fecha de presentación de este reporte. No asumimos ninguna obligación para actualizar o modificar ninguna declaración a futuro como resultado de nueva información, eventos futuros o de cualquier otra forma.

Las declaraciones a futuro pueden ser identificadas por el uso de palabras tales como “creemos”, “espera”, “intenta”, “anticipa”, “contempla”, “planea”, “estima”, “proyecta”, “prevé”, “concibe”, “debería”, “podrá”, “haría”, “hará”, “confianza”, “podría”, “puede”, “potencialmente”, “posiblemente”, “propuesto”, “en proceso”, “construye”, “desarrolla”, “oportunidad”, “preliminar”, “iniciativa”, “meta”, “perspectiva”, “optimista”, “preparado”, “mantiene”, “continúa”, “objetivo”, “progresa”, “avanza”, “finalidad”, “compromete”, o expresiones similares, o cuando discutimos nuestras orientaciones, prioridades, estrategia, metas, visión, misión, oportunidades, proyecciones, intenciones o expectativas.

Los factores que, entre otros, podrían causar que los resultados y eventos efectivamente ocurridos difieran materialmente de aquellos expresos o implícitos en cualquier declaración a futuro incluyen:

- incendios forestales en California, incluyendo la responsabilidad potencial por daños sin importar la culpa y cualquier incapacidad para recuperar todos o una porción sustancial de los costos a través de seguros, el Fondo contra Incendios Forestales, en las tarifas de los clientes o una combinación de las anteriores
- decisiones, investigaciones, regulaciones, negación o revocación de permisos, consentimientos, aprobaciones u otras autorizaciones, renovaciones y otras acciones, incluyendo la incapacidad de cumplir con los contratos y compromisos, por parte de (i) CPUC, CRE, DOE, FERC, PUCT, IRS y otras entidades reglamentarias y (ii) EE.UU., México y estados, condados, ciudades y otras jurisdicciones en esos y en otros países en los que hacemos negocios
- el éxito de nuestros esfuerzos de desarrollo de negocios, construcción de proyecto, de adquisiciones, desinversiones, y otras operaciones relevantes, incluyendo riesgos relacionados con (i) ser capaces de hacer una decisión final de inversión, (ii) completar la construcción de proyectos u otras operaciones dentro del tiempo y presupuesto proyectado, (iii) realizar los beneficios anticipados por cualquier de estos esfuerzos en caso de que se completen, (iv) obtener los consentimientos y aprobaciones de terceros, y (v) el cumplimiento de los contratos y compromisos de terceros
- tendencias macroeconómicas y otros factores que pueden cambiar nuestros planes de gastos de capital y su potencial impacto en tasa base u otro crecimiento
- litigios, arbitrajes, disputas de propiedad y otros procesos, y cambios en las leyes y regulaciones, incluyendo aquellas relacionadas con impuestos y políticas de comercio y la industria energética en México
- amenazas de ciberseguridad, incluyendo por actores del estado y patrocinados por el estado, de ransomware u otros ataques en nuestros sistemas o de terceros con las cuales desarrollemos nuestro negocio, incluyendo la red de energía u otra infraestructura energética
- la disponibilidad, usos, suficiencia, y costos de recursos de capital y nuestra capacidad de tomar créditos u otra forma de obtener capital en términos favorables y para cumplir con nuestras obligaciones, incluyendo debido a (i) las acciones por parte de las agencias de calificación crediticia para disminuir nuestra calificación crediticia o poner a dichas calificaciones en perspectiva negativa, (ii) inestabilidad en los mercados de capital, o (iii) aumento de las tasas de interés e la inflación
- el impacto en la accesibilidad de las tarifas de clientes y los costos de capital y la accesibilidad de las tarifas de clientes de SDG&E y SoCalGas y en la capacidad de Sempra Infrastructure de transferir mayores costos a los clientes debido a (i) volatilidad en la inflación, tasas de interés, y los precios de materias primas, (ii) en relación con los negocios de SDG&E y SoCalGas, el costo de cumplir con la demanda de energía confiable y de menores emisiones de carbono en California, y (iii) respecto al negocio de Sempra Infrastructure, volatilidad en los tipos de cambios
- el impacto de las políticas climáticas y de sustentabilidad, leyes, reglas, regulación, presentaciones, y tendencias, incluyendo acciones para reducir o eliminar la dependencia al gas natural, cualquier deterioro de o mayor incertidumbre en el ambiente político o regulatorio para las empresas de distribución de gas natural de California y el riesgo de no recuperar los activos abandonados, e incertidumbre relacionada con tecnologías emergentes y en etapa de desarrollo
- clima, desastres naturales, pandemias, accidentes, falla de equipos, explosiones, terrorismo, desconexión del sistema informático u otros eventos, como suspensiones de trabajo, que afecten nuestras operaciones, dañen nuestras instalaciones o sistemas, causen la liberación de materiales dañinos o incendios o que nos sujeten a responsabilidad por daños, multas y penalidades, algunos de los cuales podrían no ser recuperables a través de mecanismos reglamentarios o de seguros o podrían no ser cubiertas por las aseguradoras o que puedan impactar nuestra capacidad de obtener niveles de seguros costeables

- la disponibilidad de energía eléctrica, gas natural y capacidad para administrar gas natural, incluyendo interrupciones en la red de transmisión, sistema de ductos o limitaciones de retiro de gas natural de las instalaciones de almacenamiento
- la capacidad de Oncor para reducir o eliminar sus dividendos trimestrales debido a requerimientos y compromisos reglamentarios o de gobierno corporativo, incluyendo por acciones de los consejeros independientes de Oncor o por los consejeros nombrados por la minoría
- otras incertidumbres, algunas de las cuales son difíciles de predecir y fuera de nuestro control

Le sugerimos no depender indebidamente en las declaraciones a futuro. Usted deberá revisar y cuidadosamente considerar los riesgos, incertidumbres y otros factores que afectan nuestros negocios según se describen en el presente y en otros reportes que presentamos ante la SEC.

RESUMEN DE FACTORES DE RIESGO

Hay diversos riesgos que deben comprender antes de realizar una decisión de inversión en nuestros valores o en los valores de nuestras subsidiarias. No se pretende que el resumen sea completo y deberá ser leído junto con la información establecida en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” en este reporte. En caso de ocurrir cualquiera de estos riesgos, los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra y sus subsidiarias podrían verse afectados materialmente adversa, y el valor de mercado de los valores de Sempra y los de sus subsidiarias podría disminuir. Estos riesgos incluyen los siguientes:

Riesgos Relacionados con Sempra

- La capacidad de pagar dividendos de Sempra y cumplir sus obligaciones depende en gran medida del desempeño de sus subsidiarias y entidades contabilizadas como inversiones bajo el método de participación en capital
- La participación económica, derechos de voto y valor de mercado de nuestras acciones comunes y preferentes en circulación podrían verse afectadas de manera adversa por cualesquiera valores de capital que emitamos

Riesgos Relacionados con Todos los Negocios de Sempra

- Nuestros negocios están sujetos a riesgos derivados de su infraestructura y sistemas que soportan dicha infraestructura
- Enfrentamos riesgos relacionados a clima severo, desastres naturales, ataques físicos y otros eventos similares
- Nos enfrentamos a riesgos cambiantes en materia de ciberseguridad asociados a la infraestructura de red energética, ductos de gas natural, infraestructura de almacenamiento y de otro tipo de infraestructura, así como a la recolección de información personal, sensible y confidencial de los clientes y empleados
- Nuestras obligaciones para el servicio de deuda nos exponen a riesgos y podrían requerir la emisión de valores de capital adicionales por parte de Sempra o la venta de acciones en subsidiarias o proyectos en desarrollo
- La disponibilidad y costo de la deuda o de financiamiento de capital podría verse afectada de manera negativa por las condiciones de mercado y económicas en general y por otros factores
- Las agencias de calificación crediticia pueden disminuir nuestras calificaciones crediticias o colocarlas en perspectiva negativa
- Enfrentamos riesgos relacionados a fallas y retrasos en la obtención de permisos, licencias, franquicias y otras autorizaciones requeridas por nuestros negocios de varias agencias gubernamentales
- Nuestros negocios enfrentan preocupaciones por el cambio climático y tienen costos de cumplimiento medioambiental y costos de transición a energías limpias y de reportaje
- Estamos sujetos a requisitos fiscales y contables complejos que nos exponen a riesgos

Riesgos Relacionados con Sempra California

- Los incendios forestales en California presentan riesgos a Sempra, SDG&E y SoCalGas
- La industria de la electricidad está experimentando cambios significativos, incluyendo un mayor despliegue de DER, estándares de servicios de adquisición que evolucionan, y avances tecnológicos y desarrollos políticos y regulatorios
- El gas natural ha sido objeto de cada vez más debate político y público, incluido el deseo de algunos de eventualmente reducir o eliminar la dependencia del gas natural como fuente de energía
- SDG&E y SoCalGas están sujetos a una extensa regulación

Riesgos Relacionados con Sempra Texas Utilities

- Ciertas medidas de separación de negocios, mecanismos de gobierno corporativo y compromisos limitan nuestra capacidad de influir en la administración, operaciones y las políticas de Oncor
- Los cambios en la regulación de Oncor o la regulación u operación de la industria de servicios eléctricos, y/o del mercado ERCOT, podrían afectar negativamente a Oncor

Riesgos Relacionados con Sempra Infrastructure

- Es posible que las actividades de desarrollo de proyectos no tengan éxito, que los proyectos en construcción no se concluyan según lo programado o conforme a su presupuesto, y que los proyectos concluidos puedan no funcionar a los niveles previstos
- Es posible que no podamos celebrar, mantener, extender o reemplazar acuerdos de largo plazo de suministro, ventas o acuerdos de capacidad
- Nuestros negocios y operaciones internacionales nos exponen a mayores riesgos y desafíos legales, reglamentarios, fiscales, económicos, geopolíticos y de supervisión de la administración

PARTE I.

PUNTO 1. NEGOCIO

RESUMEN GENERAL

Somos una sociedad tenedora de acciones basada en California con inversiones en infraestructura energética en Norteamérica. Nuestros negocios invierten en, desarrollan y operan infraestructura energética, y dan servicios eléctricos y de gas a clientes.

Sempra fue constituida en 1998 a través de la combinación de los negocios de Enova y PE, las sociedades controladoras de las empresas públicas reguladas en California. SDG&E, que comenzó a operar en 1881, y SoCalGas, que comenzó a operar en 1867. Desde entonces hemos ampliado nuestra presencia de empresas de servicios públicos en Texas a través de nuestra participación del 80.25% en Oncor y del 50% en Sharyland Utilities. Los activos de Sempra Infrastructure incluyen inversiones en EE.UU. y en México con enfoque en LNG, redes de energía y soluciones de menores emisiones de carbono.

Estrategia de Negocio

Nuestra misión es ser la principal compañía de infraestructura energética de Norteamérica. Estamos enfocados principalmente en inversiones de transmisión y distribución, entre otras áreas, que consideramos son capaces de producir flujos de efectivo estables y una mejor visibilidad de utilidades, con los objetivos de suministrar energía segura, confiable y formas de energía cada vez más limpia a clientes y aumentar el valor para los accionistas.

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO POR SEGMENTO

Las actividades de negocio de Sempra están organizadas bajo los siguientes segmentos reportables:

- Sempra California
- Sempra Texas Utilities
- Sempra Infrastructure

En el cuarto trimestre de 2023, Sempra reajustó sus segmentos reportables para reflejar los cambios en la forma en la que el CODM supervisa nuestras tres plataformas: Sempra California, Sempra Texas Utilities y Sempra Infrastructure. Nuestros anteriores segmentos reportables SDG&E y SoCalGas fueron fusionados en un segmento operativo reportable, Sempra California, lo que es consistente en la forma en la que el CODM evalúa el desempeño debido a las similitudes de sus operaciones, incluyendo ubicación geográfica y regulación aplicable en California. La información histórica de Sempra se ha sido reexpresada para ajustarla a la presentación actual, de modo que todas las discusiones reflejan la información revisada por segmento de sus tres segmentos reportables.

SDG&E y SoCalGas tienen un segmento reportable.

Sempra California

SDG&E

SDG&E es una empresa de servicios públicos regulada que, al 31 de diciembre de 2023, presta servicios eléctricos a una población de aproximadamente 3.6 millones y servicios de gas natural a aproximadamente 3.3 millones de esa población, cubriendo un territorio de servicio de aproximadamente 4,100 millas cuadradas en el Sur de California que abarca el Condado de San Diego y una porción adyacente del Condado de Orange.

Los activos de SDG&E, al 31 de diciembre de 2023, cubren el siguiente territorio:



Describimos las operaciones de electricidad de las empresas de servicios públicos de SDG&E más adelante. Describimos las operaciones de gas natural de las empresas de servicios públicos de SDG&E más adelante en las “Operaciones de Servicios Públicos de Gas Natural de Sempra California”.

Sistema de Transmisión y Distribución de Electricidad. El servicio a los clientes de SDG&E está respaldado por su sistema de transmisión y distribución eléctrica, que incluye subestaciones y líneas aéreas y subterráneas. Estas instalaciones eléctricas se encuentran principalmente en los condados de San Diego, Imperial y Orange en California, y en Arizona y Nevada y consisten en 1,925 millas de líneas de transmisión, 24,023 millas de líneas de distribución y 157 subestaciones, al 31 de diciembre de 2023. Ocasionalmente, varias áreas del territorio en el que presta servicios requieren expansión para adaptarse al crecimiento de clientes y mantener la confiabilidad y seguridad.

La línea de transmisión Southwest Powerlink de 500-kV de SDG&E, la cual está compartida con la Compañía de Servicios Públicos de Arizona y con el Distrito de Irrigación Imperial, abarca desde Palo Verde, Arizona hasta San Diego, California. La cuota de SDG&E en la línea es de 1,163 MW, aunque puede ser menor bajo ciertas condiciones del sistema. La línea de transmisión Sunrise Powerlink de 500-kV de SDG&E es una línea de transmisión construida por SDG&E y operada por la ISO de California. Ambas de estas líneas conjuntamente proporcionan a SDG&E con la capacidad de importación de 3,900 MW de potencia.

El sistema de transmisión de Baja California en México está conectado al sistema de SDG&E a través de dos interconexiones de 230-kV con una capacidad combinada de hasta 600 MW en dirección norte a sur y 800 MW en dirección de sur a norte. Sin embargo, puede ser menor bajo ciertas condiciones del sistema.

El sistema de transmisión de Edison está conectado a SDG&E a través de cinco líneas de transmisión de 230-kV.

Recursos Eléctricos. SDG&E suministra energía a sus propias instalaciones de generación eléctrica y adquiere energía a largo plazo de otros proveedores para su reventa a través de PPAs aprobados por la CPUC o a través de compras en el momento. SDG&E no obtiene ningún rendimiento de los volúmenes de ventas de insumos. El suministro de SDG&E al 31 de diciembre de 2023 era el siguiente:

RECURSOS ELÉCTRICOS⁽¹⁾

	Fecha de vencimiento del contrato	Capacidad de operación neta (MW)	% del total
SDG&E:			
Instalaciones de generación propias, gas natural ⁽²⁾		1,204	24 %
PPAs:			
Renovables			
Eólica	2024 a 2042	1,025	20
Solar	2030 a 2042	1,526	30
Otras	2024 y después	157	3
Contratos de suministro (<i>tolling</i>) y otros	2024 a 2042	1,167	23
Total		5,079	100 %

⁽¹⁾ Excluye aproximadamente 367 MW de almacenamiento de energía propio y aproximadamente 585 MW de almacenamiento de energía contratado.

⁽²⁾ SDG&E posee y opera cuatro centrales eléctricas a gas natural, tres de las cuales están en California y una está en Nevada.

Los cargos en virtud de contratos con proveedores se basan en el monto de energía recibida o que se suministra basado en la capacidad disponible. Los contratos de suministro (*tolling*) son PPAs por virtud de los cuales SDG&E proporciona gas natural al proveedor de energía.

SDG&E adquiere gas natural en virtud de contratos a corto plazo para sus propias instalaciones de generación y para ciertos contratos de suministro (*tolling*) asociados con PPAs. Las compras de varios proveedores del sudoeste de EE.UU. se basan principalmente en los índices semanales de las ofertas publicados mensualmente, los cuales pueden estar sujetos a volatilidad.

SDG&E participa en el Western Systems Power Pool, que incluye un acuerdo de energía eléctrica y tarifa de transmisión que permite el acceso a la comercialización de energía con más de 300 empresas de servicios públicos, agencias de energía, corredores de energía y vendedores de energía en todo EE.UU. y Canadá. Los participantes pueden realizar operaciones de energía eléctrica en términos estandarizados, incluyendo tarifas basadas en el mercado, aprobadas previamente por el FERC. La participación en el Western Systems Power Pool tiene por objeto ayudar a los miembros a administrar el suministro de energía y el riesgo de precios.

Clientes y Demanda. SDG&E presta servicios eléctricos mediante la generación, transmisión y distribución de electricidad a las siguientes clases de clientes:

MÉTRICAS Y VOLÚMENES DE CLIENTES DE ELECTRICIDAD

	Contador de clientes	Volúmenes ⁽¹⁾		
		(millones de kWh)		
		Años terminados el 31 de diciembre de		
	31 de diciembre de 2023	2023	2022	2021
SDG&E:				
Residencial	383,150	2,004	3,940	5,657
Comercial	41,458	1,868	2,850	4,128
Industrial	359	670	909	1,398
Iluminación de calles y autopistas	1,785	77	101	115
	426,752	4,619	7,800	11,298
CCA y DA	1,090,386	12,228	9,900	5,916
Total	1,517,138	16,847	17,700	17,214

⁽¹⁾ Incluye ventas intercompañías.

En la actualidad, SDG&E proporciona el servicio de adquisición para una parte de la carga de sus clientes. La mayoría de los clientes reciben el servicio de adquisición de una entidad que preste servicios de carga que no sea SDG&E a través de programas como CCA y DA. En tales casos, SDG&E ya no adquiere electricidad para esta carga saliente. En este sentido, los clientes CCA y DA de SDG&E principalmente reciben los servicios de transmisión y distribución de SDG&E.

La CCA sólo está disponible si una jurisdicción local (ciudad o país) del cliente ofrece dicho programa, como en el caso de la Ciudad de San Diego y ciertas otras jurisdicciones en el territorio de servicio de SDG&E, y DA está limitado actualmente por un límite basado en gigawatt horas. Diversas jurisdicciones en el territorio de SDG&E han implementado CCA, incluyendo la Ciudad de San Diego en 2022. Jurisdicciones adicionales están en el proceso de implementar o considerar CCA.

Como resultado de los clientes que optaron por servicios CCA y DA, los compromisos de adquisición de energía histórica de SDG&E para futuros suministros exceden las necesidades de sus clientes en paquete remanentes. Para ayudar a lograr el objetivo de indiferencia del contribuyente (independientemente de que la energía de los clientes sea adquirida por SDG&E o por CCA o DA), la CPUC revisó el marco del Ajuste de Indiferencia del Cargo de Energía. El propósito del marco es ayudar a asegurar que el costo de las obligaciones de adquisición de SDG&E sean compartidos más equitativamente con entre los clientes a los que presta servicios SDG&E y los clientes suministrados por CCA y DA.

El clima templado de San Diego y los sólidos programas de eficiencia energética de SDG&E contribuyen a reducir el consumo de nuestros clientes. Las instalaciones solares en los tejados siguen reduciendo los volúmenes residenciales y comerciales vendidos por SDG&E. Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, la capacidad solar residencial y comercial en el territorio de SDG&E ascendía a un total de 2,154 MW, 1,864 MW y 1,620 MW, respectivamente.

La demanda de electricidad depende de la salud y la expansión de la economía del sur de California, los precios de los productos energéticos alternativos, la preferencia del consumidor, las regulaciones ambientales, la legislación, la generación de energía renovable, la eficacia de los programas de eficiencia energética, el impacto de la administración de la demanda y los recursos de generación distribuidos. La política energética de California promueve el aumento de la electrificación, en particular la electrificación de vehículos, lo que podría aumentar significativamente los volúmenes de ventas en los próximos años. Otros factores externos, como el precio de la energía comprada, el uso de energía hidroeléctrica, el uso y el desarrollo ulterior de los recursos energéticos renovables y el almacenamiento de energía, el desarrollo de o requerimientos de nuevas fuentes de suministro de gas natural, la demanda y el suministro de gas natural y las condiciones económicas generales, también pueden dar lugar a cambios significativos en el precio de mercado de la electricidad, lo que a su vez puede afectar a la demanda. La demanda de electricidad también se ve afectada por los patrones climáticos estacionales (o “estacionalidad”), que tienden a aumentar en los meses de verano para satisfacer la carga de refrigeración y en los meses de invierno para satisfacer la carga de calefacción.

Competencia. SDG&E se enfrenta a la competencia para proporcionar servicio a sus clientes por el crecimiento en la generación de energía distribuida y local, incluyendo las instalaciones solares. Adicionalmente, el sector energético está experimentando un rápido cambio tecnológico, y alternativas de almacenamiento de energía de terceros y otras tecnologías pueden competir más con la infraestructura de transmisión y distribución tradicional de SDG&E para proporcionar electricidad a sus clientes. Ciertos proyectos de transmisión en desarrollo de FERC están abiertos a la competencia, permitiendo que desarrolladores independientes compitan con compañías de servicios públicos titulares para la construcción y operación de instalaciones de transmisión.

SoCalGas

SoCalGas es una empresa de servicios públicos regulada que posee y opera un sistema de distribución, transmisión y almacenamiento de gas natural que suministra gas natural a una población de, al 31 de diciembre de 2023, aproximadamente 21 millones, cubriendo un territorio de servicio de aproximadamente 24,000 millas cuadradas que abarca el sur de California y partes del centro de California (excluyendo el Condado de San Diego, la Ciudad de Long Beach y el área desértica del Condado de San Bernardino).

Los activos de SoCalGas, al 31 de diciembre de 2023, cubren el siguiente territorio:



Describimos las operaciones de servicios públicos de gas natural de SoCalGas más adelante en “Operaciones de Servicios Públicos de Gas Natural de Sempra California”.

Operaciones de Servicio Público de Gas Natural de Sempra California

Adquisición y Transporte de Gas Natural. Al 31 de diciembre de 2023, las instalaciones de gas natural de SoCalGas incluían 3,043 millas de ductos de transmisión y almacenamiento, 52,404 millas de ductos de distribución, 48,983 millas de ducto de servicios y nueve estaciones de compresores de transmisión, y las instalaciones de gas natural de SDG&E consistieron en 197 millas de ductos de transmisión, 9,135 millas de ductos de distribución, 6,737 millas de ductos de servicios y una estación de compresores.

Los gasoductos de transmisión de SoCalGas y SDG&E se interconectan con cuatro sistemas interestatales de ductos: El Paso Natural Gas, Transwestern Pipeline, Kern River Pipeline Company, y Mojave Pipeline Company, permitiendo a los clientes traer suministros de gas al sistema de gasoductos de transmisión de SoCalGas de diversos pozos de suministro de gas fuera del estado. Además, la interconexión con el sistema interestatal de transmisión de gas de PG&E permite que el gas fluya en el sistema de gasoductos de transmisión de SoCalGas. El sistema de gasoductos de transmisión de SoCalGas también tiene una interconexión con una compañía mexicana de gasoductos en Otay Mesa en la frontera California/México, que no solo permite que el gas fluya al sur de los pozos de suministro de gas al suroeste de EE.UU., sino que también fluye al norte en el sistema de gasoductos de transmisión de SoCalGas desde la fuente de suministro en México. También hay diversas interconexiones de gas en el estado que permiten el suministro de gas producido en California, incluyendo varias conexiones directas de productores de gas natural renovable.

SoCalGas adquiere gas natural bajo contratos de corto y largo plazo en el mercado spot para los clientes principales de SDG&E y SoCalGas. SoCalGas adquiere gas natural de diversas fuentes, incluyendo de Canadá, las Montañas Rocallosas de EE.UU. y las regiones del suroeste EE.UU. Los precios de las adquisiciones de gas natural se basan principalmente en los índices semanales de las ofertas publicados mensualmente, los cuales pueden estar sujetos a volatilidad. El costo de compras de gas natural de los clientes principales de SDG&E y SoCalGas se factura a dichos clientes sin aumento.

Para apoyar en la entrega de suministros de gas natural a su sistema de distribución y para satisfacer las necesidades de los clientes, SoCalGas tiene contratos de capacidad de gasoductos interestatales firmes y variables que requieren el pago de cargos fijos y variables de reserva tarifados y negociados para reservar derechos de transporte en firme e interrumpibles. Las compañías de energía, principalmente El Paso Natural Gas Company, Transwestern Pipeline Company y Kern River Gas Transmission Company, proporcionan servicios de transporte al sistema de transmisión interestatal de SoCalGas para suministros comprados por SoCalGas.

Almacenamiento de Gas Natural. SoCalGas tiene cuatro instalaciones de almacenamiento de gas natural con una capacidad de trabajo combinada de gas de 137 Bcf y 128 pozos de inyección, extracción y observación que proporcionan servicios de almacenamiento de gas natural. A los clientes principales de SoCalGas y SDG&E, junto con ciertos terceros participantes del mercado, se les asigna una parte de la capacidad de almacenamiento de SoCalGas. SoCalGas utiliza la capacidad de almacenamiento restante para servicios de equilibrio de carga para todos los clientes y para clientes de almacenamiento no esenciales. El gas natural retirado del almacenamiento es importante para ayudar a mantener la fiabilidad del servicio durante los períodos de mayor demanda, incluidas las necesidades de calefacción de clientes en invierno, así como las necesidades de generación eléctrica en verano. La instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon tiene una capacidad de almacenamiento de 86 Bcf y, sujeto a las limitaciones de CPUC, representa el 63% de la capacidad de almacenamiento de gas natural de trabajo de SoCalGas. Al 31 de diciembre de 2023, SoCalGas fue autorizado por la CPUC para utilizar hasta 68.6 Bcf de gas de trabajo en la instalación para ayudar a lograr la confiabilidad para la región según lo determinado por la CPUC. El nivel de uso autorizado de la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon está sujeto a un procedimiento en curso con la CPUC el cual discutimos en la Nota 16 a los Estados Financieros Consolidados, en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” y en la “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez - SoCalGas”.

Clientes y Demanda. SoCalGas y SDG&E venden, distribuyen y transportan gas natural. SoCalGas compra y almacena gas natural para sus clientes principales en su territorio y en el territorio de SDG&E sobre una base de cartera combinada. SoCalGas también ofrece servicios de transporte y almacenamiento de gas natural para otros.

MÉTRICAS Y VOLÚMENES DE CLIENTES DE GAS NATURAL

	Contador de clientes	Volúmenes (Bcf) ⁽¹⁾		
	31 de diciembre de 2023	Años terminados el 31 de diciembre de		
		2023	2022	2021
SDG&E:				
Residencial	883,014			
Comercial	29,053			
Generación eléctrica y transporte	2,964			
Ventas de gas natural		48	45	46
Transporte		39	39	38
Total	915,031	87	84	84
SoCalGas:				
Residencial	5,890,601			
Comercial	248,498			
Industrial	24,119			
Generación eléctrica y venta al por mayor	40			
Ventas de gas natural		321	304	314
Transporte		549	586	568
Total	6,163,258	870	890	882

⁽¹⁾ Incluye ventas intercompañías.

Para fines regulatorios los clientes de uso final se clasifican como clientes principales o no principales. Los clientes principales son principalmente clientes residenciales y pequeños comerciales e industriales.

La mayoría de los clientes principales compran gas natural directamente a SoCalGas o SDG&E. Mientras que a los clientes principales se les permite comprar sus suministros de gas natural de los productores, vendedores o corredores, SoCalGas y SDG&E están obligados a mantener una capacidad de entrega adecuada para satisfacer las necesidades de todos sus clientes principales.

Los clientes no principales de SoCalGas consisten principalmente en clientes de generación eléctrica, venta al por mayor y grandes clientes comerciales e industriales. Una parte de los clientes no principales de SoCalGas no son usuarios finales, los cuales incluyen clientes mayoristas que consisten principalmente en otros servicios públicos, incluyendo SDG&E, o sistemas de distribución de gas natural de propiedad municipal. Los clientes no principales de SDG&E consisten principalmente en clientes generación eléctrica y grandes clientes comerciales.

Los clientes no principales son responsables de adquirir sus requerimientos de gas natural, ya que el marco regulatorio no permite a SoCalGas ni a SDG&E recuperar el costo del gas natural adquirido y entregado a clientes no principales.

La demanda de gas natural depende de la salud y la expansión de la economía del sur de California, los precios de los productos energéticos alternativos, la preferencia del consumidor, las regulaciones ambientales, la legislación, la política energética de California que promueve el aumento de la electrificación y la generación de energía renovable, y la eficacia de los programas de eficiencia energética. Otros factores externos como el clima, el precio de, la demanda de, y fuentes de suministro de la electricidad, el uso y el desarrollo de los recursos de energía renovable y el almacenamiento de energía, el desarrollo de o requerimientos de nuevas fuentes de suministro de gas natural, la demanda de gas natural fuera de California, niveles de almacenamiento, capacidad de transporte y disponibilidad de suministro en California y las condiciones económicas generales también pueden dar lugar a cambios significativos en el precio de mercado, que a su vez pueden afectar a la demanda.

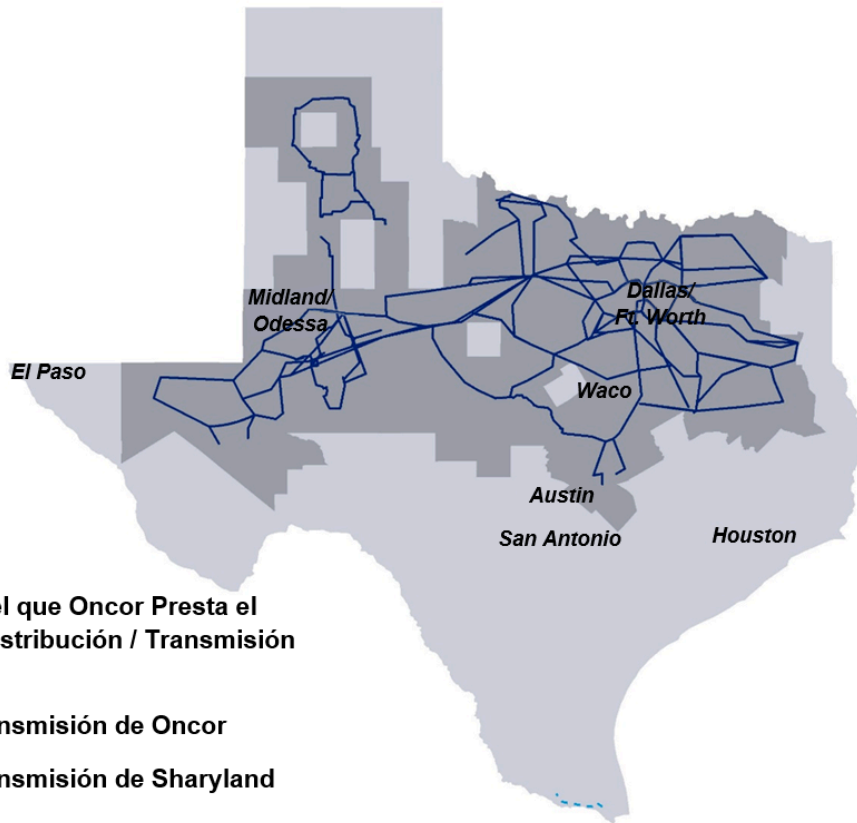
Una de las mayores fuentes de la demanda de gas natural es la generación de electricidad. La generación eléctrica mediante la quema de gas natural en el sur de California (y la demanda de gas natural suministrado a dichas plantas) compite con la energía eléctrica generada en todo el oeste de EE.UU. El gas natural transportado para clientes plantas de generación eléctrica podría verse afectado por la demanda general de electricidad, crecimiento de autogeneración a partir de energía solar en tejados, la inclusión de tecnologías de gas más eficientes, las nuevas iniciativas de eficiencia energética, y el grado en el que los cambios reglamentarios en la inversión en infraestructura de transmisión eléctrica desvíen la generación eléctrica de las áreas de servicio de SoCalGas y SDG&E. La demanda de gas natural también puede fluctuar debido a la volatilidad en la demanda de electricidad por causa de la estacionalidad, condiciones climáticas y otros impactos, y la disponibilidad de suministros de electricidad, tales como generación hidroeléctrica y de otras fuentes renovables de energía. Dada la importancia cuantitativa de la generación eléctrica mediante la quema de gas natural, consideramos que el gas natural es un combustible ajustable que puede continuar ayudando a proporcionar fiabilidad eléctrica en los territorios en los que prestamos servicios en California.

El negocio de la distribución de gas natural está sujeto a estacionalidad. Las tendencias de la demanda aumentan en los meses de invierno para cumplir con las cargas de calefacción. Como es habitual en la industria, sujeto a las limitaciones reglamentarias, SoCalGas típicamente inyecta gas natural a almacenamiento durante los meses de abril a octubre, y normalmente retira el gas natural del almacenamiento durante los meses de noviembre a marzo.

Sempra Texas Utilities

Sempra Texas Utilities se compone de una inversión bajo el método de participación en capital en Oncor Holdings y Sharyland Holdings. Oncor Holdings, que es una entidad total e indirectamente propiedad de Sempra que tiene una participación del 80.25% en Oncor. TTI es dueña del 19.75% restante en Oncor. Sempra es propietaria de una participación indirecta de 50% en Sharyland Holdings, que a su vez es propietaria de una participación de 100% en Sharyland Utilities.

Los activos de Sempra Texas Utilities, al 31 de diciembre de 2023, cubren el siguiente territorio:



Oncor

Oncor es una empresa de servicios públicos de transmisión y distribución de electricidad regulado que opera en las regiones del norte-centro, este, oeste y panhandle de Texas. Oncor suministra electricidad a los consumidores de uso final a través de sus sistemas eléctricos, y también proporciona conexiones de red de transmisión a instalaciones de generación de comerciantes e interconexiones a otras redes de transmisión en Texas. Los activos de transmisión y distribución de Oncor se sitúan en más de 120 condados y más de 400 municipalidades incorporadas, incluyendo las ciudades de Dallas y Fort Worth y los suburbios aledaños, así como Waco, Wichita Falls, Odessa, Midland, Tyler, Temple, Killeen y Round Rock, entre otros. La mayoría de las líneas de energía de Oncor han sido construidas sobre propiedades de terceros en virtud de servidumbres o a lo largo de las carreteras, calles y derechos de paso públicos de conformidad con los permisos, servidumbres de utilidad pública, franquicias u otros contratos o de cualquier otra forma permitida por la ley.

Al 31 de diciembre de 2023, Oncor tenía 4,774 empleados, incluyendo 819 empleados incluidos bajo contrato colectivo de trabajo.

Ciertas medidas de separación de negocios, mecanismos de gobierno corporativo y compromisos vigentes, los cuales describimos en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo”, están vigentes y tienen por objeto reforzar la separación de Oncor Holdings y Oncor de sus propietarios y mitigar el riesgo de que estas entidades se vean afectadas negativamente por la quiebra de sus propietarios u otros acontecimientos financieros adversos que afecten a sus propietarios. Sempra no controla a Oncor Holdings ni a Oncor y las medidas de separación de negocios, mecanismos y compromisos de gobierno corporativo limitan nuestra capacidad para dirigir la administración, políticas y operaciones de Oncor Holdings y Oncor, incluyendo el despliegue o disposición de sus activos, declaraciones de dividendos u otras distribuciones, planificación estratégica y otras importantes cuestiones y acciones

corporativas, incluyendo representación limitada en los consejos de administración de Oncor Holdings y Oncor. Debido a que Oncor Holdings y Oncor son administrados independientemente (es decir, mediante la separación de negocios), registramos nuestra participación del 100% en Oncor Holdings como una inversión bajo el método de participación en capital.

Transmisión de Electricidad. El negocio de transmisión de electricidad de Oncor es responsable de operación segura y confiable de su red de transmisión y subestaciones. Estas responsabilidades consisten en la construcción, el mantenimiento y la seguridad de instalaciones y subestaciones de transmisión y en la supervisión, el control y el envío de electricidad de alta tensión a través de sus instalaciones de transmisión en coordinación con ERCOT, lo cual discutimos más adelante en “Regulación – Regulación de Empresas de Servicio Público – Mercado ERCOT”.

Al 31 de diciembre de 2023, el sistema de transmisión de Oncor incluía aproximadamente 18,298 millas de circuito de líneas de transmisión, un total de 1,257 subestaciones de transmisión y distribución, e interconexión de 173 instalaciones de generación de terceros para un total de 54,277 MW.

Los ingresos por transmisión se proporcionan en el marco de tarifas aprobadas por la PUCT o, en pequeña medida en relación con la interconexión limitada a otros mercados, la FERC. Los ingresos por transmisión de la red compensan a Oncor por la entrega de electricidad a través de instalaciones de transmisión que operan a 60 kV o más. Otros servicios ofrecidos por Oncor a través de su negocio de transmisión incluyen estudios de impacto de sistemas, estudios de instalaciones, servicio de transformación y mantenimiento de equipos de transformadores, subestaciones y líneas de transmisión propiedad de otras partes.

Distribución de Electricidad. El negocio de distribución de electricidad de Oncor es responsable del funcionamiento seguro y confiable de las instalaciones de distribución, incluyendo el suministro de electricidad, la calidad de la energía, la seguridad y confiabilidad del sistema. Estas responsabilidades consisten en la titularidad, administración, construcción, mantenimiento y operación del sistema de distribución de electricidad dentro de su área de servicio certificada. El sistema de distribución de Oncor recibe electricidad del sistema de transmisión a través de subestaciones y distribuye electricidad a los usuarios finales y a los clientes mayoristas a través de 3,722 alimentadores de distribución al 31 de diciembre de 2023.

El sistema de distribución de Oncor incluía cerca de 4.0 millones de puntos de entrega al 31 de diciembre de 2023 y consistía en un circuito de 125,116 millas de líneas aéreas y subterráneas.

Los ingresos de distribución por parte de los usuarios residenciales y de pequeñas empresas están basados en el consumo mensual real (kWh) y los ingresos por distribución de los grandes usuarios comerciales e industriales se basan, según el tamaño y el factor de carga anual, ya sea en la demanda mensual real (kW) o lo que resulte mayor entre la demanda mensual real (kW) o en el 80% de la demanda mensual máxima durante los once meses anteriores.

Clientes y Demanda. Oncor opera el sistema de transmisión y distribución más grande de Texas con base en el número de clientes finales y millas de líneas de transmisión y distribución, suministrando electricidad a cerca de 4.0 millones de hogares y negocios, operando un circuito de más de 143,000 millas de líneas de transmisión y distribución al 31 de diciembre de 2023 en un territorio con una población estimada de aproximadamente 13 millones. La mayoría de los consumidores de la electricidad que Oncor entrega son libres de elegir su proveedor de electricidad de entre los proveedores de electricidad al por menor que compiten por su negocio. Oncor no es un vendedor de electricidad, ni compra electricidad para reventa. En cambio, Oncor proporciona servicios de transmisión mayorista a su negocio de distribución de electricidad, así como a empresas de distribución de electricidad no afiliadas, cooperativas eléctricas y empresas de servicios públicos municipales. Oncor también proporciona servicios de distribución, consistentes en servicios de suministro minoristas a proveedores de electricidad minoristas que venden electricidad a clientes finales, así como servicios de suministro a cooperativas eléctricas y empresas de servicios públicos municipales. Al 31 de diciembre de 2023, el negocio de distribución de Oncor a los clientes consistía de más de 100 proveedores de electricidad minoristas que venden la electricidad que distribuyen a clientes en sus áreas de servicio certificadas.

Los ingresos y resultados de las operaciones de Oncor están sujetos a la estacionalidad, las condiciones climáticas y a otros impulsores del consumo de electricidad, siendo los ingresos más altos en el verano.

Competencia. Oncor opera en áreas certificadas designadas por la PUCT. La mayoría del territorio de servicio de Oncor cuenta con una sola certificación, siendo Oncor el único proveedor certificado de transmisión y distribución eléctrica. Sin embargo, en áreas con certificación múltiple de Texas, Oncor compite con algunas otras compañías de servicios públicos y cooperativas eléctricas rurales por el derecho a servir a los clientes de uso final. Además, la industria eléctrica está sufriendo cambios tecnológicos rápidamente, y los DER de terceros y otras tecnologías podrían competir cada vez más con la infraestructura tradicional de transmisión y distribución de Oncor para suministrar electricidad a los clientes.

LNG

La línea de negocios de LNG de Sempra Infrastructure comprende una cartera de licuefacción de gas natural y regasificación en operación, construcción o desarrollo, y se enfoca en suministrar gas natural al mundo de forma segura en apoyo a la transición energética.

Terminal Cameron LNG Fase 1. SI Partners es propietario del 50.2% de Cameron LNG JV, mientras una afiliada de TotalEnergies SE, una afiliada de Mitsui & Co., Ltd., y Japan LNG Investment, LLC (una compañía propiedad conjuntamente de Mitsubishi Corporation y Nippon Yusen Kabushiki Kaisha) cada una mantiene el 16.6% de Cameron LNG JV. Contabilizamos nuestra participación en Cameron LNG JV bajo el método de participación en capital. Ninguno de los propietarios en lo individual controla o puede dirigir unilateralmente las actividades materiales de Cameron LNG JV.

Cameron LNG JV es propietario y opera la terminal Cameron LNG Fase 1, una instalación de licuefacción, exportación regasificación e importación de gas natural con tres trenes de pretratamiento, procesamiento y licuefacción de gas natural. La terminal Cameron LNG Fase 1 está ubicada en Hackberry, Luisiana, a lo largo del Canal Calcasieu Ship, por el que circulan importantes buques industriales, incluyendo grandes buques petroleros y de LNG, que creemos está bien situada para suministrar a los mercados del Atlántico y Pacífico. Los tres trenes de licuefacción tienen una capacidad instalada combinada de 13.9 Mtpa de LNG con una capacidad de exportación de 12 Mtpa de LNG, o aproximadamente 1.7 Bcf de gas natural por día. La terminal Cameron LNG Fase 1 cuenta con contratos de suministro (*tolling*) de licuefacción y regasificación a 20 años con afiliadas de TotalEnergies SE, Mitsubishi Corporation y Mitsui & Co., Ltd., que suscriban la totalidad de la capacidad instalada de los tres trenes de la instalación.

Terminal ECA Regas. Sempra Infrastructure mantiene y opera la Terminal ECA Regas en Baja California, México, la cual es capaz de procesar un Bcf de gas natural por día y tiene capacidad de almacenamiento de 320,000 metros cúbicos en dos tanques de 160,000 metros cúbicos cada uno.

La Terminal ECA Regas genera ingresos de tarifas de almacenamiento firmes bajo contratos de servicio de almacenamiento y contratos de servicios de inyección de nitrógeno con Shell México Gas Natural, S. de R.L. de C.V. y SEFE que terminan en 2028, lo cual les permite utilizar conjuntamente el 50% de la capacidad de la terminal, con disponibilidad del 50% de la capacidad remanente para la utilización de Sempra Infrastructure. Las propiedades en las que la Terminal ECA Regas y los proyectos de licuefacción de ECA LNG bajo construcción y desarrollo se espera que se sitúen, así como las propiedades adyacentes a dichas propiedades están sujetas a litigio. Discutimos litigios sobre inmuebles y permisos ambientales e impacto social en la Terminal ECA Regas en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo”.

Sempra Infrastructure utiliza el 50% de la capacidad de la Terminal ECA Regas para cumplir con sus obligaciones bajo el SPA de LNG con Tangguh PSC para 2029, los cual discutimos más adelante, y ECA LNG Fase 1 será el único usuario de esta capacidad posteriormente.

Proyecto ECA LNG Fase 1. SI Partners mantiene una participación del 83.4% en ECA LNG Fase 1, y una afiliada de TotalEnergies SE mantiene la participación del 16.6% remanente. ECA LNG Fase 1 está construyendo una instalación de un tren de licuefacción de gas natural en el sitio de la Terminal ECA Regas existente de Sempra Infrastructure con una capacidad instalada combinada de 3.25 Mtpa y una capacidad de exportación de 2.5 Mtpa. Esperamos que el proyecto ECA LNG Fase 1 inicie operaciones comerciales en el verano de 2025.

ECA LNG Fase 1 tiene SPAs de LNG definitivo a 20 años con una afiliada de TotalEnergies SE por aproximadamente 1.7 Mtpa de LNG y con Mitsui & Co., Ltd. por aproximadamente 0.8 Mtpa de LNG.

La construcción de los proyectos ECA LNG Fase 1 está sujeta a numerosos riesgos e incertidumbres. Para la discusión de estos riesgos e incertidumbres, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” y la “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez – Sempra Infrastructure”.

Proyecto PA LNG Fase 1. SI Partners, KKR Denali y una afiliada de ConocoPhillips son propietarias directa o indirectamente del 28%, 42% y 30%, respectivamente, de participación en el proyecto PA LNG Fase 1 que se encuentra en construcción en un sitio no urbanizado en las inmediaciones de Port Arthur, Texas, ubicado a lo largo del cauce Sabine-Neches. El proyecto PA LNG Fase 1 consistirá en dos trenes de licuefacción, dos tanques de almacenamiento de LNG, un atracadero marino y terminales de carga asociadas e infraestructura relacionada necesario para proporcionar servicios de licuefacción con una capacidad productiva de aproximadamente 13 Mtpa y una capacidad inicial de extracción de aproximadamente 10.5 Mtp. Esperamos que el primer y segundo trenes del proyecto PA LNG Fase 1 comiencen operaciones comerciales en 2027 y 2028, respetivamente.

Sempra Infrastructure tiene SPAs definitivos con una afiliada de ConocoPhillips por un periodo de 20 años por 5 Mtpa de LNG, RWE Supply & Trading GmbH por un periodo de 15 años por 2.25 Mtpa de LNG, INEOS por un periodo de 20 años por

aproximadamente 1.4 Mtpa de LNG, ORLEN por un periodo de 20 años por aproximadamente 1 Mtpa de LNG, y ENGINE, S.A. por un periodo de 15 años por aproximadamente 0.875 Mtpa de LNG.

La construcción del proyecto PA LNG Fase 1 está sujeto a diversos riesgos e incertidumbres. Para mayor descripción de estos riesgos e incertidumbre, véase “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” y la “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez – Sempra Infrastructure”.

Optimización de Activos y Suministros. Sempra Infrastructure tiene un SPA de LNG hasta 2029 con Tangguh PSC para el suministro del equivalente de 500 MMcf de gas natural por día a un precio basado en índice para gas natural de SoCal Border. El SPA de LNG permite a Tangguh PSC desviar ciertos volúmenes de LNG a otros mercados globales a cambio de pagos de tarifas de desviación. Sempra Infrastructure también podrá celebrar contratos de suministro a corto plazo para comprar LNG que sea recibido, almacenado o sujeto a regasificación en la Terminal ECA Regas para su venta a otras partes. Sempra Infrastructure utiliza el gas natural producido por este LNG para suministrar a un contrato para la venta de gas natural a CFE a precios que sean basados en el índice SoCal Border. Si los volúmenes recibidos de LNG de Tangguh PSC no son suficientes para satisfacer el compromiso con la CFE, Sempra Infrastructure podrá comprar gas natural en el mercado para cumplir con dicho compromiso.

Sempra Infrastructure compra, transporta y vende gas natural, y tiene clientes en ambos EE.UU. y México, incluyendo la CFE. Sempra Infrastructure también podrá comprar gas natural de otras afiliadas de Sempra. Las compras de gas natural y los acuerdos de transportación están sustancialmente respaldados por contratos a largo plazo en dólares de EE.UU. para la venta de gas natural a terceros (tanto en fuentes de EE.UU. y derivado de importación de LNG), extracción de LNG y almacenamiento de gas natural y capacidad de ductos.

Proyectos LNG en Desarrollo. Sempra Infrastructure está evaluando las siguientes oportunidades de desarrollo:

- Proyecto Cameron LNG Fase 2, una expansión de la terminal de exportación de licuefacción de la terminal Cameron LNG Fase 1 que podría adicionar un tren de licuefacción y capacidad de descongestión de los tres trenes existentes
- Proyecto ECA LNG Fase 2, un proyecto a gran escala de licuefacción de gas natural a ser ubicado en el sitio la Terminal ECA Regas existente en Baja California, Mexico de Sempra Infrastructure
- Proyecto PA LNG Fase 2, un proyecto a gran escala de licuefacción de gas natural e infraestructura asociada que se ubicará de forma adyacente al proyecto PA LNG Fase 1 en las inmediaciones de Port Arthur, Texas
- Proyecto Vista Pacifico LNG, un proyecto de mediana escala de licuefacción de gas natural e infraestructura asociada en las inmediaciones de Topolobampo en Sinaloa, México

No se ha tomado decisión de inversión definitiva para ninguno de estos proyectos potenciales. El desarrollo de estos proyectos está sujeto a numerosos riesgos e incertidumbres. Para una discusión de estos proyectos propuestos y sus riesgos, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” y la “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez – Sempra Infrastructure”.

Demanda y Competencia. Norteamérica se beneficia de diversas ventajas competitivas como un proveedor potencial de LNG al mundo, mercados, incluyendo lo siguiente:

- altos niveles de recursos de gas natural desarrollado y no desarrollado, incluyendo no convencionales de gas natural y ajustados petroleros en relación con los niveles de consumo interno
- mercados flexibles y desarrollados de gas y de petróleo resultando en los costos unitarios de producción de gas
- disponibilidad de amplios sistemas de gasoductos de transmisión de gas natural y capacidad de almacenamiento de gas natural con proximidad a los lugares de producción

Los proyectos de licuefacción Brownfield también se benefician de ventajas competitivas particulares de proximidad de infraestructura preexistente, tales como tanques y atracaderos de LNG.

La competencia global de LNG puede limitar las exportaciones de LNG de Norteamérica, ya que los proyectos internacionales de licuefacción intentan igualar los costos de producción de LNG de Norteamérica, así como los derechos contractuales de los clientes, tales como la flexibilidad de volumen y destino. Se espera que las exportaciones de LNG de Norteamérica agreguen elasticidad al mercado que se espera que facilite el crecimiento adicional de un mercado mundial de materias primas para el gas natural y el LNG.

Nuestros proyectos LNG en desarrollo, que se encuentran en construcción y en operación, compiten a nivel mundial para comercializar y vender LNG a comercializadoras y usuarios finales, incluidas las empresas de gas y electricidad ubicadas en países importadores de LNG de todo el mundo. Competimos con los proyectos de licuefacción actualmente en funcionamiento y los que están en desarrollo en el mercado mundial de LNG. Además de los EE.UU., estos competidores se encuentran en Medio Oriente, el sudeste de Asia, África, Sudamérica, Australia y Europa.

Redes Energéticas

El negocio de línea de Redes Energéticas de Sempra Infrastructure comprende una red de transporte y distribución de gas natural.

Interconexiones de Ductos Transfronterizos y en el País. Sempra Infrastructure desarrolla, construye, opera e invierte en sistemas de recepción, transporte, compresión y suministro de gas natural y etano. Al 31 de diciembre de 2023, estos sistemas constaban de 1,850 millas de gasoductos de transmisión de gas natural, más 136 millas en construcción, 16 estaciones de compresión de gas natural más una en construcción, y 139 millas de ductos de etano en México. La capacidad de diseño de los activos de ductos es de más de 16,400 MMcf por día de gas natural, 204 MMcf por día de gas etano y 106,000 barriles por día de etano líquido. La capacidad de los ductos de Sempra Infrastructure y los activos relacionados se contratan sustancialmente en virtud de acuerdos a largo plazo denominados en dólares de los EE.UU. con importantes participantes de la industria como CFE, el Centro Nacional de Control de Gas, PEMEX, SEFE y otras contrapartes similares.

Sempra Infrastructure es propietaria de un gasoducto de 40 millas en el sur de Luisiana, el Ducto Interestatal Cameron, el cual une la terminal Cameron LNG Fase 1 en Cameron Parish en Luisiana, a siete ductos que ofrecen acceso a las principales cuencas de suministro de gas en Texas y en las regiones del noreste, centrales y surestes de EE.UU. La mayor parte de la capacidad de transporte del Ducto Interestatal Cameron se encuentra bajo acuerdos de servicios de transporte a largo plazo con transportistas para la entrega a la terminal Cameron LNG Fase 1.

Sempra Infrastructure ha realizado una decisión final de inversión positiva y ha iniciado las actividades de adquisición e ingeniería relacionadas con la construcción del Gasoducto Conector Luisiana Port Arthur, un gasoducto de 72 millas conectando el proyecto PA LNG Fase 1 con Gillis, Luisiana.

Distribución de Gas Natural. La entidad de servicios públicos regulada de distribución de gas natural de Sempra Infrastructure, Ecogas, opera en tres zonas de distribución separadas en Mexicali, Chihuahua y La Laguna-Durango, México. Al 31 de diciembre de 2023, Ecogas tenía aproximadamente 3,043 millas de ductos de distribución, y aproximadamente 157,000 medidores de clientes que atienden a más de 597,000 consumidores residenciales, comerciales e industriales con un volumen de ventas de aproximadamente 10 MMcf por día en 2023. Ecogas depende de los servicios de suministro y transporte de Sempra Infrastructure, SoCalGas y PEMEX para el gas natural que distribuye a sus clientes.

Sistemas de Almacenamiento de LPG y Sistemas Asociados. Sempra Infrastructure es dueña y opera el sistema de gasoductos de TDF, S. de R.L. de C.V. (TDF) y la terminal de Guadalajara LPG. Al 31 de diciembre de 2023, el sistema de gasoductos TDF consistía en aproximadamente 118 millas de un gasoducto de LPG de 12 pulgadas de diámetro con una capacidad diseñada de 34,000 barriles por día e instalaciones asociadas de almacenamiento y despacho. El sistema de gasoductos TDF corre de la instalación de Burgos de PEMEX en el estado de Tamaulipas, México a la terminal de almacenamiento de aproximadamente 32,000 barriles de LPG de Sempra Infrastructure cerca de la ciudad de Monterrey, México y está contratado completamente a PEMEX en una base firme hasta 2027. La terminal de Guadalajara LPG de Sempra Infrastructure es una terminal de almacenamiento de LPG de 80,000 barriles cerca de Guadalajara, México, con terminales asociadas para la carga y despacho, y da servicio a las necesidades de LPG en Guadalajara. La terminal de Guadalajara LPG está contratada completamente a PEMEX en una base firme hasta 2028. Ambos contratos están denominados en dólares de EE.UU. o referenciado y periódicamente ajustado por inflación.

Almacenamiento de Productos Refinados y de Gas Natural. El negocio de almacenamiento de productos refinados de Sempra Infrastructure desarrolla, construye y opera sistemas para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina, diésel y combustible de jet, en los estados mexicanos de Baja California, Colima, Puebla, Sinaloa, Veracruz y el Valle de México para compañías privadas, con una capacidad de almacenamiento combinada de 4.6 millones de barriles y totalmente operativas o bajo construcción/comisión al 31 de diciembre de 2023. La construcción de la terminal marina de Topolobampo fue sustancialmente concluida en mayo de 2022, al momento en el que las actividades comisionadas iniciaron. En diciembre de 2023 recibimos el último permiso pendiente y esperamos que la terminal de Topolobampo inicie operaciones comerciales en el segundo trimestre de 2024. Nuestros contratos con clientes para nuestro negocio de almacenamiento de productos refinados están estructurados como contrato de capacidad firme de almacenamiento, a largo plazo, denominados en dólares de EE.UU., con contrapartes incluyendo Marathon Petroleum Corporation y Valero Energy Corporation. La tarifa contratada bajo estos contratos es independiente de la tarifa reglamentaria de cada terminal conforme lo determina la CRE.

Sempra Infrastructure ha tomado una decisión de inversión final positiva y ha comenzado actividades de adquisición e ingeniería relacionadas con la construcción del Almacenamiento de Luisiana, una instalación de almacenamiento de gas natural en domo de sal de 12.5 Bcf para apoyar el proyecto PA LNG Fase 1.

Demanda y Competencia. Ecogas enfrenta competencia de otros distribuidores de gas natural en cada una de sus tres zonas de distribución en Mexicali, Chihuahua y La Laguna-Durango, México, ya que otros distribuidores de gas natural construyen o consideran construir sistemas de distribución de gas natural. Los negocios de instalaciones de gasoductos y almacenamiento de

Sempre Infrastructure compiten con otras instalaciones de gasoductos y almacenamiento reguladas y no reguladas. Compiten principalmente sobre la base del precio (en términos de tarifas de almacenamiento y transporte), la capacidad disponible y las interconexiones a mercados downstream. La demanda de todos los servicios de distribución de gas natural aumenta durante los meses de invierno, mientras que toda la demanda de energía aumenta durante los meses de verano.

Soluciones de Menores Emisiones Carbono

La línea de negocio de Soluciones de Menores Emisiones de Carbono de Sempre Infrastructure se enfoca en la comercialización y despliegue de soluciones de menores emisiones de carbono en apoyo al cumplimiento de la demanda de menores emisiones de carbono y la oferta de energía confiable. La cartera de recursos incluye infraestructura de energía renovable, una planta de energía de quema de gas natural en México, así como la producción de combustible de hidrógeno y tecnologías avanzadas de captura, uso y almacenamiento de carbono que están en desarrollo.

Generación de Energía Renovable. Sempre Infrastructure desarrolla, construye, invierte en y opera instalaciones de generación de energía renovable que tienen PPAs a largo plazo para vender la electricidad que generan a sus clientes, que generalmente son entidades de servicio de carga, así como clientes industriales y otros clientes. Las entidades de servicio de carga venden servicio eléctrico a sus usuarios finales y clientes mayoristas al recibir suministro de energía de estas instalaciones de generación de energía, mientras que los clientes industriales y otros consumidores consumen la electricidad para hacer funcionar sus instalaciones. Al 31 de diciembre de 2023, Sempre Infrastructure tenía una capacidad total contratada e instalada de 1,044 MW relacionados con sus instalaciones de generación de energía eólica y solar en plenas operaciones. Algunas de estas instalaciones son impactadas por acciones reglamentarias del gobierno mexicano y litigios relacionados, los cuales discutimos en Nota 16 a los Estados Financieros Consolidados, en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” y en la “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez – Sempre Infrastructure”.

GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

	Ubicación	Fecha de terminación contractual	Capacidad instalada (MW)
Instalaciones de generación de energía eólica:			
ESJ – primera fase	Tecate, Baja California	2035	155
ESJ – segunda fase	Tecate, Baja California	2042	108
Ventika	Nuevo León, México	2036	252
Instalaciones de generación de energía solar:			
Border Solar	Ciudad Juárez, Chihuahua	2032 y 2037	150
Don Diego Solar	Benjamín Hill, Sonora	2034 y 2037	125
Pima Solar	Caborca, Sonora	2038	110
Rumorosa Solar	Tecate, Baja California	2034	44
Tepezalá Solar	Aguascalientes	2034	100
Total			1,044

Generación por Quema de Gas Natural. Sempre Infrastructure es propietaria y opera en una planta de energía TdM en las intermediaciones de Mexicali, Baja California, adyacente a la frontera de México – EE.UU. TdM es un planta de energía de quema de gas natural de 625-MW, ciclo combinado, que está conectada a nuestro sistema de ductos Gasoducto Rosarito, el cual permite recibir LNG regasificado de la Terminal ECA Regas, así como el suministro de gas del ducto North Baja de EE.UU. TdM genera ingresos de la venta de electricidad y suficiencia de recursos a ISO de California y a entidades gubernamentales, de servicios públicos de comercialización de energía al por mayor.

Proyectos de Soluciones de Menores Emisiones de Carbono en Desarrollo. Sempre Infrastructure está desarrollando el proyecto Cimarrón Wind, una instalación de generación de energía eólica de aproximadamente 300-MW en Baja California, México. En octubre de 2022, Sempre Infrastructure celebró un PPA a 20 años, según ha sido modificado, con Silicon Valley Power para el suministro a largo plazo de energía renovable a la Ciudad de Santa Clara, California, el cual está sujeto a que Sempre Infrastructure tome una decisión final de inversión. Cimarrón Wind utilizaría la línea de transmisión transfronteriza de alto voltaje existente de Sempre Infrastructure para interconectar y entregar energía limpia a la estación del Este del Condado del Condado de San Diego. Esperamos tomar una decisión final de inversión en el primer semestre de 2024.

Sempre Infrastructure también está evaluando la oportunidad del desarrollo de Secuestro de Carbono Hackberry, que es un proyecto de captura y secuestro de carbono que busca reducir las emisiones en la terminal Cameron LNG Fase 1 y del proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2.

No se ha tomado una decisión de inversión final para ninguno de estos proyectos potenciales. El desarrollo de estos proyectos está sujeto a diversos riesgos e incertidumbres. Para un análisis de estos proyectos propuestos y sus riesgos, véase "Parte I - Punto 1A. Factores de riesgo" y "Parte II - Punto 7. MD&A - Recursos de capital y liquidez - Sempra Infrastructure".

Demanda y Competencia. Sempra Infrastructure compite con empresas mexicanas y extranjeras por nuevos proyectos de infraestructura energética en México. Algunos de sus competidores (incluidas las empresas públicas o estatales y sus filiales) pueden tener un mejor acceso a capital y a mayores recursos financieros y de otro tipo, lo que podría darles una ventaja competitiva para dichos proyectos.

La generación de los activos de energía renovable de Sempra Infrastructure es susceptible a fluctuaciones en condiciones naturales como el viento, las inclemencias del tiempo y las horas de luz solar. Debido a que Sempra Infrastructure vende energía que genera en sus instalaciones de generación de energía eólica ESJ a California, el desempeño futuro de Sempra Infrastructure y la demanda de energía renovable pueden verse afectados por los requisitos exigidos por el estado de EE.UU. para entregar una porción de la carga total de energía de fuentes de energía renovables. Las reglas que rigen estos requisitos en California se conocen generalmente como el Programa RPS. En California, la certificación de un proyecto de generación por parte de la CEC como fuente de energía renovable elegible permite que la compra de la producción de dichas instalaciones de generación se contabilice para el cumplimiento de los requisitos del Programa RPS, si dicha compra cumple con las disposiciones de SB X1-2, la Ley de Recursos de Energía Renovable de California. El Programa RPS puede afectar la demanda de producción de proyectos de energía renovable desarrollados por Sempra Infrastructure, en particular la demanda de las empresas de servicios públicos de California. La primera y segunda fases de ESJ, instalaciones de generación de energía eólica que suministran energía a California, fueron certificadas por la CEC y se encuentran en cumplimiento del Programa RPS al 31 de diciembre de 2023.

TdM compite diariamente con otras plantas de generación que suministran energía al mercado eléctrico de California. Sempra Infrastructure gestiona el riesgo de los precios de materias primas en TdM mediante una combinación de ventas de energía en el día, cobertura de diferenciales de energía, servicios auxiliares, capacidad de ventas a corto y mediano plazo.

REGULACIÓN

Discutimos los efectos materiales de cumplimiento con todas las regulaciones gubernamentales, incluyendo regulaciones ambientales, en nuestros gastos de capital, utilidades y posición competitiva en la "Parte II – Punto 7. MD&A" y en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Regulación de Servicios Públicos

California

SDG&E y SoCalGas están principalmente reguladas a nivel estatal por la CPUC, la CEC y el CARB.

La CPUC:

- consta de cinco comisionados nombrados por el Gobernador de California por periodos escalonados de seis años;
- regula, entre otros, las tarifas y condiciones de servicio a clientes de SDG&E y SoCalGas, las ventas de valores, las tasas de retorno, la estructura de capital, las tasas de depreciación y la adquisición de recursos a largo plazo, excepto según se describa más adelante en "Regulación Federal de EE.UU".;
- tiene jurisdicción sobre la propuesta de construcción de nuevas instalaciones de generación, transmisión y distribución de electricidad y almacenamiento, transmisión y distribución de gas natural en California;
- realiza revisiones y auditorías del desempeño de los servicios públicos y el cumplimiento de las directrices reglamentarias y realiza investigaciones relacionadas con diversos asuntos, como la seguridad, confiabilidad y planeación, desregulación, competencia y medio ambiente; y
- regula las interacciones y operaciones de SDG&E y SoCalGas con Sempra y sus otras afiliadas.

La CPUC también supervisa y regula otros productos y servicios relacionados con la energía, como la energía solar y eólica, la bioenergía, el almacenamiento de energía alternativa y otras formas de energía renovable. Además, la función de seguridad y cumplimiento de la CPUC incluye inspecciones, investigaciones y procesos de penalización y citación por infracciones de seguridad y otros.

La CEC publica pronósticos de demanda eléctrica para el estado y territorios de servicio específicos. Sobre la base de estos pronósticos, la CEC:

- determina la necesidad de fuentes de energía adicionales y programas de conservación;
- patrocina proyectos de investigación y desarrollo de energías alternativas;

- promueve programas de conservación de energía para reducir la demanda de gas natural y electricidad en California;
- mantiene un plan de acción estatal en caso de escasez de energía; y
- certifica los sitios de las plantas de energía y las instalaciones relacionadas dentro de California.

La CEC realiza un pronóstico a 20 años de los suministros y precios disponibles para cada sector del mercado que consume gas natural en California. Este pronóstico incluye la evaluación de recursos, las necesidades de capacidad de gasoductos, la demanda de gas natural y los precios de los pozos, y los costos de transporte y distribución. Este análisis es uno de los muchos materiales de recursos utilizados para apoyar las decisiones de inversión a largo plazo de SDG&E y SoCalGas.

California requiere que algunos vendedores minoristas de electricidad, incluyendo SDG&E, entreguen un porcentaje significativo de sus ventas minoristas de energía a partir de fuentes de energía renovables. Las reglas que rigen este requisito, administradas por la CPUC y la CEC, se conocen generalmente como el Programa RPS. California ha implementado un programa mediante el cual las IOUs que prestan servicios de gas en California obtendrán una parte del gas natural que ellas proporcionan del biometano. La proporción de biometano obtenido será introducida progresivamente con un objetivo estatal a corto plazo en 2025 de 17.6 Bcf por año y un objetivo a mediano plazo en 2030 de 72.8 Bcf por año. SDG&E y SoCalGas tienen asignado 6.77% y 49.26%, respectivamente, del objetivo para 2025, y 7.60% y 52.02%, respectivamente, del objetivo para 2030. Las reglas que rigen este programa son administradas por la CPUC conforme a la SB 1440.

AB 32, la Ley de Soluciones para el Calentamiento Global de California de 2006, asigna la responsabilidad a CARB de monitorear y establecer políticas para reducir las emisiones de GHG. La ley requiere que CARB desarrolle y adopte un plan integral para lograr reducciones de emisiones de GHG reales, cuantificables y rentables, incluyendo un límite de emisiones de GHG en todo el estado, reglas obligatorias de presentación de informes y mecanismos regulatorios y de mercado para lograr reducciones de emisiones de GHG. CARB es un departamento de la Agencia de Protección Ambiental de California, una organización que depende directamente de la Oficina del Gobernador. Sempra Infrastructure también está sujeta a las normas y reglamentos del CARB.

La División de Administración de la Energía Geológica de California, la CPUC y diversas agencias estatales y locales regulan la operación y mantenimiento de las instalaciones de almacenamiento de gas natural de SoCalGas.

Texas

Las tarifas de Oncor y Sharyland Utilities están reguladas a nivel estatal por la PUCT y, en el caso de Oncor, a nivel municipal por ciertas ciudades. La PUCT tiene jurisdicción original sobre todas las tarifas de transmisión y servicios y tarifas minoristas y servicios en áreas no incorporadas y en aquellos municipios que han cedido jurisdicción original a la PUCT, y tiene jurisdicción de apelación exclusiva para revisar las tarifas minoristas, servicios minoristas y ordenanzas de los municipios. Por lo general, el PURA de Texas prohíbe la recaudación de cualquier tarifa o cargo por una empresa de servicios públicos (según lo definido por PURA) que no tenga la aprobación previa de la autoridad reguladora apropiada (es decir, el PUCT o el municipio con jurisdicción original).

A nivel estatal, PURA requiere que los propietarios u operadores de las instalaciones de servicios públicos de transmisión eléctrica que proporcionen servicios de transmisión al por mayor de acceso abierto a terceros a tarifas y condiciones que no sean discriminatorias y comparables a las tarifas y términos del uso por parte de la empresa de servicios públicos de su sistema. La PUCT ha adoptado reglas que implementan los requisitos estatales de acceso abierto para todos los servicios públicos que están sujetos a la jurisdicción de la PUCT sobre los servicios de transmisión eléctrica, incluyendo Oncor.

Federal de EE.UU.

SDG&E y SoCalGas también están reguladas a nivel federal por la FERC, la EPA, el DOE y el DOT, y para SDG&E la NRC.

La FERC regula la venta y transporte interestatal de gas natural de SDG&E y SoCalGas. En el caso de SDG&E, la FERC también regula la transmisión y venta al por mayor de electricidad en el comercio interestatal, el acceso a la transmisión, las tasas de retorno de la inversión en transmisión, las tasas de depreciación, las tarifas eléctricas que implican ventas para reventa y la aplicación del sistema de cuentas uniforme. La Ley de Política Energética de EE.UU. (Energy Policy Act) rige los procedimientos para las solicitudes de servicio de transmisión eléctrica. Las instalaciones de transmisión eléctrica de las IOUs de California están bajo el control operativo de la ISO de California. Como empresas de servicios públicos, Oncor y Sharyland Utilities operan en el mercado de ERCOT, lo cual discutimos más adelante. En un pequeño grado relacionado con las interconexiones limitadas a otros mercados, los ingresos de transmisión eléctrica de Oncor se proporcionan bajo tarifas aprobadas por la FERC.

La NRC supervisa las autorizaciones, construcción, operación y clausura de instalaciones nucleares en los EE.UU., incluyendo SONGS, en las que SDG&E posee una participación del 20% y que fue permanentemente clausurada en 2013. La NRC y diversas regulaciones estatales requieren una revisión extensa de los aspectos de seguridad, radiológicos y ambientales de estas

instalaciones. Se discute más adelante los asuntos SONGS, incluyendo la clausura y decomiso de la instalación, en la Nota 15 de las Notas de los Estados Financieros Consolidados.

La EPA implementa leyes federales para proteger la salud humana y el medio ambiente, incluyendo leyes federales sobre la calidad del aire, la calidad del agua, la descarga de aguas residuales, el manejo de desechos sólidos y la eliminación y remediación de desechos peligrosos. La EPA también establece estándares ambientales nacionales que los gobiernos estatales y tribales implementan a través de sus regulaciones. En consecuencia, SDG&E, SoCalGas, Oncor y Sharyland Utilities están sujetas a un marco interrelacionado de leyes y reglamentos ambientales.

El DOT, a través de PHMSA, ha establecido regulaciones con respecto a estándares de ingeniería y procedimientos operativos, incluyendo procedimientos que busquen mitigar los riesgos de ciberseguridad, aplicables a los ductos de transmisión y distribución de gas natural de SDG&E y SoCalGas, así como a las instalaciones de almacenamiento de gas natural. El DOT ha certificado a la CPUC para administrar la supervisión y el cumplimiento de estas regulaciones para las entidades que regulan en California.

Mercado ERCOT

Como empresas de servicios públicos, Oncor y Sharyland Utilities operan dentro del mercado ERCOT, que representa aproximadamente el 90% del consumo de electricidad en Texas. ERCOT es la organización regional de coordinación de confiabilidad para los sistemas de electricidad miembros en Texas y la ISO de la red de transmisión interconectada para esos sistemas. ERCOT está sujeto a la supervisión de la PUCT y de la Legislatura del Estado de Texas. ERCOT es responsable de garantizar la fiabilidad, adecuación y seguridad de los sistemas eléctricos, así como el acceso no discriminatorio al servicio de transmisión por todos los participantes del mercado mayorista en la región de ERCOT. La membresía de ERCOT consiste en miembros corporativos y asociados, incluyendo cooperativas eléctricas, agencias municipales de energía, generadores independientes, vendedores independientes de energía, proveedores de servicios de transmisión, proveedores de servicio de distribución, proveedores independientes de electricidad al por menor y consumidores.

La PUCT tiene jurisdicción primaria sobre el mercado de ERCOT para asegurar la suficiencia y confiabilidad del suministro de energía a través de la principal red de transmisión eléctrica interconectada de Texas. Oncor y Sharyland Utilities, junto con otros propietarios de instalaciones de transmisión y distribución de electricidad en Texas, apoyan a ERCOT ISO en sus operaciones. Cada una de estas empresas de servicios públicos de Texas tiene la responsabilidad de planificación, diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad de la parte de la red de transmisión y subestaciones de servicio de carga de las cuales es titular, principalmente dentro de su área de servicio de distribución certificada. Cada uno participa con la ERCOT ISO y otras empresas de servicios públicos de ERCOT en la obtención de aprobaciones regulatorias y planificación, diseño, construcción y actualización de líneas de transmisión con el fin de eliminar cualesquiera restricciones existentes e interconectar la generación de energía en la red de transmisión de ERCOT. Estos proyectos de la línea de transmisión son necesarios para satisfacer las necesidades de fiabilidad, apoyar la producción de energía y aumentar la capacidad de transferencia de energía a granel.

Oncor y Sharyland Utilities están sujetos a estándares de confiabilidad adoptados y aplicados por Texas Reliability Entity, Inc., una organización independiente que desarrolla estándares de confiabilidad para la región ERCOT y supervisa y hace cumplir con los estándares de North American Electric Reliability Corporation, incluyendo protección de infraestructura crítica y los protocolos ERCOT.

Otra Regulación Estatal y Local de los EE.UU.

El Distrito de Administración de la Calidad del Aire de la Costa Sur (South Coast Air Quality Management District) es la agencia de control de la contaminación del aire responsable de regular las fuentes estacionarias de contaminación del aire en la Cuenca del Aire de la Costa Sur de California (South Coast Air Basin in Southern California) en el sur de California. El territorio del distrito cubre todo el Condado de Orange y las partes urbanas de los condados de Los Ángeles, San Bernardino y Riverside.

SDG&E tiene contratos de franquicia eléctrica con los dos condados y las 27 ciudades en su territorio de servicio eléctrico, y contratos de franquicia de gas natural con el único condado y las 18 ciudades en su territorio de servicio de gas natural. Estos contratos de franquicia permiten a SDG&E localizar, operar y mantener instalaciones para la transmisión y distribución de electricidad o gas natural. La mayoría de los contratos de franquicia no tienen fechas de vencimiento, mientras que otros tienen fechas de vencimiento que oscilan entre 2028 y 2041. En junio de 2021, la Ciudad de San Diego aprobó el decreto que otorga a SDG&E las franquicias de electricidad y gas natural para la Ciudad de San Diego. Estos contratos de franquicia, que iniciaron su vigencia en julio de 2021, otorgan a SDG&E la oportunidad de prestar servicios a la Ciudad de San Diego en los próximos 20 años, consistiendo en contratos de 10 años que se renovarían automáticamente por 10 años adicionales a menos que el Consejo de la Ciudad anule la renovación automática. Estos contratos de franquicia han sido impugnados en dos litigios que discutimos en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SoCalGas tiene contratos de franquicia de gas natural con los 12 condados y las 232 ciudades en su territorio de servicio. Estos contratos de franquicia permiten a SoCalGas localizar, operar y mantener instalaciones para la transmisión y distribución de gas natural. La mayoría de los contratos de franquicia no tienen fecha de vencimiento, mientras que otros tienen fechas de vencimiento, que van desde 2023 hasta 2069, incluyendo las franquicias del Condado de Los Ángeles, que inicialmente expiró en junio de 2023 y la extensión subsecuente expiró en diciembre de 2023. SoCalGas está operando y espera continuar operando bajo los términos y disposiciones de la franquicia vencida hasta que se alcance un nuevo acuerdo.

Otra Regulación de EE.UU.

La FERC regula ciertos activos de Sempra Infrastructure de conformidad con la Ley Federal de Energía de EE.UU. (*Federal Power Act*) y la Ley de Gas Natural (*Natural Gas Act*), que prevén la jurisdicción de la FERC sobre, entre otras, las ventas de energía mayorista en el comercio interestatal, el transporte de gas natural en el comercio interestatal, y la ubicación y autorización de instalaciones de LNG.

La FERC puede regular las tarifas y los términos de servicio basándose en un enfoque de costo de servicio o, en los mercados geográficos y de productos que la FERC determine ser suficientemente competitivos, las tarifas podrán ser de mercado. Las tarifas reglamentarias de la FERC en Sempra Infrastructure son: de mercado para ventas de electricidad al mayoreo, con base a costo para el transporte de gas natural, y de mercado para la compra y venta de LNG y gas natural.

La inversión de Sempra Infrastructure en Cameron LNG JV está sujeta a las regulaciones del DOE relativas a la exportación de LNG. Conforme a estas regulaciones, el DOE actúa sobre las solicitudes de exportación de LNG a países que no pertenecen al FTA después de completar una revisión de interés público que incluye varios criterios, entre ellos la revisión económica y medioambiental de la exportación propuesta. Los otros posibles proyectos de licuefacción de gas natural de Sempra Infrastructure podrían, si se llevan a cabo, estar sujetos a regulaciones similares.

SDG&E, SoCalGas y los negocios en los que Sempra Infrastructure invierte están sujetos a las reglas y regulaciones del DOT con respecto a la seguridad de ductos. PHMSA, actuando a través de la Oficina de Seguridad de Ductos (*Office of Pipeline Safety*), es responsable de administrar el programa nacional de regulación del DOT para ayudar a asegurar el transporte seguro de gas natural, petróleo y otros materiales peligrosos por ductos, incluyendo ductos asociados con el almacenamiento de gas natural, y desarrolla regulaciones y otros enfoques para la gestión de riesgos para ayudar a asegurar la seguridad en el diseño, construcción, pruebas, operación, mantenimiento y respuesta de emergencia de las instalaciones de ductos.

SDG&E, SoCalGas y Sempra Infrastructure también están sujetas a la regulación de la Comisión de Comercio de Futuros de Mercancías de los EE.UU. (*U.S. Commodity Futures Trading Commission*).

Regulación Extranjera

Las operaciones y proyectos en nuestro segmento Sempra Infrastructure están sujetos a regulación por parte de la CRE, la ASEA, la SENER, la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, y otras agencias laborales y ambientales de los gobiernos municipales, estatales y federales de México. Nuevos proyectos de infraestructura energética también podrían requerir la opinión favorable de la Comisión Federal de Competencia Económica a fin de ser construidos y operados.

Licencias y Permisos

Nuestras empresas de servicios públicos de California y Texas obtienen numerosos permisos, autorizaciones y licencias para, según sea aplicable, la transmisión y distribución de gas natural y electricidad y la operación y construcción de activos relacionadas, incluyendo instalaciones de generación eléctrica y de almacenamiento de gas natural, algunos de los cuales pueden requerir renovaciones periódicas.

Sempra Infrastructure obtiene numerosos permisos, autorizaciones y licencias para sus sistemas de distribución, generación y transmisión eléctrica y de gas natural de los gobiernos locales en los cuales estos servicios sean prestados. Los permisos para operación de generación, transporte, almacenamiento y distribución de Sempra Infrastructure son generalmente por periodos de 30 años, con opciones de renovación bajo ciertas condiciones reglamentarias.

Sempra Infrastructure obtiene licencias y permisos para la construcción, operación y expansión de instalaciones de LNG y para la importación y exportación de LNG y gas natural. Sempra Infrastructure también obtiene licencias y permisos para la construcción y operación de las instalaciones para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados.

Sempra Infrastructure obtiene permisos, autorizaciones y licencias para la construcción y operación de las instalaciones de almacenamiento de gas y gasoductos, y en relación con la del mercado eléctrico al por mayor.

La mayoría de los permisos y licencias asociados con la construcción y operación de Sempra Infrastructure son por periodos generalmente en alineación con el ciclo de la construcción o vida útil esperada de los activos y en muchos casos son por un periodo mayor de 20 años.

MECANISMOS PARA ESTABLECER LAS TARIFAS

Sempra California

Procedimientos de Caso de Tarifas Generales

El procedimiento de la CPUC para GRC está diseñado para establecer bases tarifarias suficientes que permitan a SDG&E y SoCalGas recuperen sus costos operativos previstos y brinden la oportunidad de realizar sus tarifas autorizadas de rendimiento de sus inversiones. El procedimiento generalmente establece los requerimientos de evaluación del año de utilidades, el cual autoriza cuanto SDG&E y SoCalGas pueden recolectar de sus clientes, y establece el desgaste, o aumentos anuales en los requerimientos de utilidades, para cada año posterior al año de evaluación.

Discutimos los GRC en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Procedimientos de Costo de Capital

Un procedimiento de costo de capital de la CPUC determina, cada tres años, la estructura de capital autorizada de una empresa de servicios públicos y la rentabilidad sobre la base tarifaria, que es un promedio ponderado de los retornos autorizados de la deuda, las acciones preferentes y las acciones comunes (referidas como rendimiento de capital o ROE), ponderado en una base consistente con la estructura de capital autorizada. La rentabilidad sobre la base tarifaria autorizada por la CPUC es la tarifa que SDG&E y SoCalGas utiliza para establecer las tarifas de los clientes para financiar inversiones en activos de distribución y generación eléctrica, distribución de gas natural y transmisión y almacenamiento regulados por la CPUC, así como inversiones en sistemas de plantas generales y tecnología de la información para apoyar las operaciones.

Un procedimiento de costo de capital también destina el CCM, el cual es aplicable en los años intermedios entre las solicitudes de costo de capital requeridas y consideran cambios en el costo de capital basado en cambios en las tasas de interés basado en el índice de bonos aplicables publicado por Moody's (la tasa de referencia para CCM) por cada periodo de 12 meses terminado el 30 de septiembre (el periodo de medición). El índice aplicable a SDG&E y SoCalGas se basa en cada calificación crediticia de la empresa de servicios públicos. La tasa de referencia para CCM es la base de comparación para determinar si el CCM se detona en cada periodo de medición, lo cual ocurre si el cambio en el índice de bonos aplicables al insumo de Moody's en relación con la tasa de referencia CMM es mayor que más o menos 1.000% al final del periodo de medición. El CMM, en caso de que se detone, actualizará automáticamente los costos autorizados de deuda basados en los costos actuales y actualizan el ROE autorizado hacia arriba o abajo por la mitad de la diferencia entre la tasa de referencia CMM y el índice de bonos aplicables de Moody's, sujeto a aprobación regulatoria. Como alternativa, cada una de SDG&E y SoCalGas puede presentar una solicitud de costos de capital para que sus costos de capital sean determinados sin el CCM en un año intermedio en el que un evento extraordinario o catastrófico impacte materialmente sus costos de capital y afecte a la empresa de servicios públicos de forma diferente que el mercado en su conjunto.

Discutimos los costos de capital y CCM en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados en la "Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo".

Caso de Tarifas de Transmisión

La SDG&E presenta su solicitud por separado a la FERC para su ROE autorizado sobre operaciones y activos de transmisión eléctrica regulados por la FERC. El procedimiento establece una ROE y una fórmula tarifaria mediante la cual las tarifas se determinan utilizando (i) un periodo base de costos históricos e inversiones de capital previstas, y (ii) un periodo de actualización, similar al tratamiento de cuentas de balanceo, el cual está designado para proporcionar ingresos iguales al costo de servicio real de SDG&E, incluyendo su rendimiento autorizado sobre la inversión. SDG&E realiza la presentación anual en diciembre de información a la FERC para actualizar las tarifas para el siguiente año calendario. SDG&E también podría hacer la presentación para incentivos de ROE que sean aplicable bajo las reglas de la FERC. La razón de deuda a capital de SDG&E se fija anualmente en función de la razón real al final de cada año.

Mecanismos de Incentivos

La CPUC aplica ciertas medidas basadas en el desempeño y mecanismos de incentivos a todos los IOU de California, bajo los cuales SDG&E y SoCalGas mantiene utilidades potencialmente por arriba del margen operativo autorizado de la CPUC si logran

o exceden el desempeño específico y metas operativas. Generalmente, para las medidas basadas en el desempeño, si el desempeño es por encima o debajo de los parámetros establecidos, la empresa de servicios públicos es elegible para premios financieros o sujeto a sanciones financieras.

Otra Recuperación Basada en Costos

La CPUC, y la FERC conforme se relacionen con SDG&E, autorizan a SDG&E y SoCalGas a obtener los requerimientos de utilidades de sus clientes para costos operativos y relacionados con capital (tales como depreciación, impuestos y rendimientos basados en tarifas), incluyendo:

- costos de compra de gas natural y electricidad;
- costos asociados con la administración de los programas de eficiencia energética de propósito público, respuesta a demandas, cumplimiento ambiental y clientes;
- otras actividades estructuradas, como distribución de gas, transmisión de gas, administración de la integridad de almacenamiento de gas y la mitigación de incendios; y
- costos asociados con primas de seguros de responsabilidad de terceros.

Los costos autorizados son recuperados como suministro de producto o de servicios. En la medida en la que los montos autorizados cobrados varíen de los costos reales, las diferencias son generalmente recuperados o reembolsados en un periodo superior con base en la naturaleza del mecanismo de balanceo de cuentas. Generalmente, el criterio de reconocimiento de ingresos para costos balanceados facturados a los clientes sea cumplido al incurrir los costos. Debido a que estos costos son sustancialmente recuperados en tarifas mediante el mecanismo de balanceo de cuentas, los cambios en estos costos son reflejados como cambios en ingresos. La CPUC y la FERC puede imponer diversos procesos de revisión antes de autorizar la recuperación o reembolso de montos acumulados para programas autorizados, incluyendo límites en los costos totales del programa, límites requeridos de ingresos o análisis de los costos para razonabilidad. Estos procedimientos podrían resultar en retrasos o rechazos de la recuperación de los clientes.

Sempra Texas Utilities

Tarifas y Recuperación de Costos

Las tarifas de Oncor y Sharyland Utilities son cada una reguladas a nivel estatal por la PUCT y, en el caso de Oncor, a nivel ciudad por ciertas ciudades, y están sujetas a procesos de establecimiento de tarifas reglamentarias y a supervisión de utilidades. Este tratamiento reglamentario no proporciona garantía de lograr los niveles de utilidades o la recuperación de los costos reales. Por el contrario, sus tarifas están basadas en un análisis de cada costo de la empresa de servicios públicos y estructura de capital en el año de análisis designado, conforme se analice o apruebe en los procedimientos reglamentarios. La regulación tarifaria se basa en la recuperación total de los costos incurridos con prudencia y una tasa de rendimiento razonable en el capital invertido. Sin embargo, no hay garantía que la PUCT juzgue que los costos de todas las empresas públicas de Texas fueran incurridos con prudencia y por lo tanto sean completamente recuperables. Los niveles y tiempos aprobados de recuperación podrían diferir significativamente de los niveles y tiempos solicitados. También podría no haber garantía que la PUCT apruebe cualesquier otros elementos solicitados en procedimiento tarifario alguno o que los procesos reglamentarios en los cuales la tarifas sean determinadas resulten necesariamente en tarifas que produzcan la recuperación completa de los costos reales de las empresas públicas de Texas después del año de prueba y/o el retorno completo de las inversiones de capital permitido por la PUCT, particularmente durante periodos de mayores gastos de capital, inflación elevada o aumentos de las tasas de interés que den lugar a un incremento de los costos en relación con la revisión más reciente de la tarifa básica de la empresa de servicios públicos.

Las reglas de la PUCT establecen que una empresa de transmisión y distribución debe presentar una revisión integral de la base tarifaria en un plazo de cuatro años a partir de la última orden en su procedimiento tarifario integral más reciente, a menos que la PUCT apruebe una prórroga. Sin embargo, la PUCT o cualquier ciudad que tenga jurisdicción original sobre las tarifas puede ordenar a la empresa de servicios públicos que presente una revisión de la tarifa base, o la empresa de servicios públicos puede presentar voluntariamente una revisión de la tarifa base, en cualquier momento antes de ese término. De acuerdo con estas reglas, la próxima revisión de la tarifa base de Oncor debe presentarse no después de junio de 2027. La PUCT emitió una orden final de la tarifa base comprensiva de Oncor más reciente en abril de 2023, y las tasas que implementaban esa orden entraron en vigor el 1 de mayo de 2023. En junio de 2023, la PUCT emitió una orden de nueva audiencia en respuesta a las peticiones de nueva audiencia presentadas por Oncor y algunas partes intervinientes en el procedimiento. La orden de nueva audiencia introdujo ciertas correcciones técnicas y tipográficas en la orden final, pero por lo demás, afirmó las disposiciones materiales de la orden final y no exigió la modificación de las tarifas que entraron en vigor el 1 de mayo de 2023. En septiembre de 2023, Oncor presentó una apelación en el Juzgado de Distrito del Condado de Travis buscando revisión judicial de ciertas denegaciones de

tarifas bases y los efectos en los gastos relacionados con dichas denegaciones en la nueva audiencia de la PUCT. El 22 de febrero de 2024, la corte desestimó la apelación por falta de competencia, Oncor está evaluando si apelar esa determinación.

Las tarifas de Sharyland Utilities de 2020 iniciaron su vigencia en julio de 2021 y seguirán vigentes hasta que el siguiente proceso de tarifas finalice, el cual esperamos pueda ser a finales de 2025.

Adicionalmente, las reglas de la PUCT permiten a las empresas públicas de electricidad de Texas que presenten servicios de distribución al por mayor o minoristas presentar hasta dos solicitudes intermedias de ajuste de tarifa al año para recuperar las inversiones relacionadas con la distribución realizadas en servicio entre procedimientos de revisión de tarifa base. Las reglas de la PUCT también permiten a las empresas de servicios públicos de Texas a presentar hasta dos solicitudes intermedias de ajuste de tarifa al año para reflejar los cambios en las inversiones de capital relacionadas con la transmisión. Estas solicitudes para ajustes provisionales de tarifas entre revisiones de tarifa base, conocidas como disposiciones de “seguimiento de capital”, pretenden incentivar la inversión en transmisión y distribución en el sistema eléctrico para ayudar a asegurar la confiabilidad y eficiencia al ayudar a reducir el periodo entre la inversión de una empresa de servicios públicos en infraestructura de transmisión y distribución y su capacidad para empezar a recuperar y obtener un rendimiento de dicha inversión. Sin embargo, todas las inversiones incluidas en un seguimiento de capital están sujetas en última instancia a revisión prudencial de la PUCT en la siguiente revisión de tarifa base, después de que dichos activos son puestos en servicio.

Estructura de Capital y Rendimiento de Capital

En abril de 2023, la PUCT emitió una orden final en la revisión integral de la base tarifaria de Oncor que fijaba el ROE autorizado de Oncor en 9.7%, una disminución con respecto a su ROE autorizado anteriormente del 9.8%, y mantenía la estructura de capital regulatoria autorizada de Oncor en un 57.5% de deuda por un 42.5% de capital.

La ROE autorizada por la PUCT de Sharyland Utilities es 9.38% y su estructura de capital reglamentario autorizado es de 60% de deuda a 40% de capital.

Sempre Infrastructure

Las utilidades de Ecogas provienen de las tarifas de servicio y distribución cobradas a sus clientes en pesos mexicanos. El precio que Ecogas paga por la compra de gas natural, el cual está basado en los índices internacionales de precios, se traslada directamente a sus clientes. Las tarifas de servicio y distribución cobradas por Ecogas están reguladas por la CRE, la cual realiza una revisión de las tarifas cada cinco años y monitorea los precios cobrados a los usuarios finales. En el cuarto trimestre de 2020, Ecogas presentó su caso de tarifas para 2021 a 2025 el cual fue aprobado por la CRE en diciembre de 2023. Las tarifas operan bajo un modelo de retorno sobre la base de los activos. En el ajuste anual de tarifas, las tarifas son ajustadas para considerar la inflación o fluctuación en tipos de cambio, y la indexación de inflación incluye los componentes de costos separados para EE.UU. y México para poder incluir los costos de EE.UU. en las tarifas de distribución finales.

ASUNTOS MEDIOAMBIENTALES

Discutimos los asuntos medioambientales que nos afectan en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados y en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo”. Debe leer la siguiente información adicional en conjunto con esas discusiones.

Sustancias Peligrosas

El mecanismo de Colaboración de Desechos Peligrosos (Hazardous Waste Collaborative) de la CPUC permite a las IOUs de California recuperar los costos de limpieza de desechos peligrosos para ciertos sitios, incluyendo aquellos relacionados con ciertos sitios de Superfund. Para los sitios cubiertos por este mecanismo, SDG&E y SoCalGas están autorizados para recuperar en tasas 90% de los costos de limpieza de residuos peligrosos y los costos de litigio relacionados con terceros, y 70% de gastos relacionados con litigios de seguros. Además, SDG&E y SoCalGas pueden retener un porcentaje de cualquier recuperación de las compañías de seguros y otros terceros para compensar los costos de limpieza y litigios asociados no recuperados en las tarifas.

Registramos los pasivos estimados para la remediación ambiental cuando las cantidades son probables y estimables. Además, se registran las cantidades autorizadas para ser recuperadas en tarifas bajo el mecanismo de Colaboración de Desechos Peligrosos como activos reglamentarios.

Calidad del Aire y del Agua

Las industrias de gas natural y electricidad están sujetas a normas cada vez más estrictas de calidad del aire y de emisiones de GHG, como las establecidas por CARB y el Distrito de Administración de la Calidad del Aire de la Costa Sur. SDG&E y

SoCalGas generalmente recuperan los costos para cumplir con estas normas en tarifas. Discutimos las normas de emisión de GHG y créditos más adelante en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

OTROS ASUNTOS

Información Acerca de Nuestros Funcionarios Ejecutivos

INFORMACIÓN ACERCA DE LOS FUNCIONARIOS EJECUTIVOS			
Nombre	Edad ⁽¹⁾	Cargo que ocupa en los últimos cinco años	Periodo en el cargo
Sempra:			
Jeffrey W. Martin	62	Presidente	marzo de 2020 a la fecha
		Presidente del Consejo de Administración	diciembre de 2018 a la fecha
		Director General	mayo de 2018 a la fecha
Trevor I. Mihalik	57	Presidente del Grupo	enero de 2024 a la fecha
		Vicepresidente Ejecutivo	mayo de 2018 a la fecha
		Director Financiero	mayo de 2018 a diciembre de 2023
Karen L. Sedgwick	57	Vicepresidente Ejecutivo y Director Financiero	enero de 2024 a la fecha
		Director Administrativo	diciembre de 2021 a diciembre de 2023
		Director de Recursos Humanos	septiembre de 2020 a diciembre de 2023
		Vicepresidente Senior	septiembre de 2020 a diciembre de 2021
		Director de Recursos Humanos y Director Administrativo de SDG&E	abril de 2019 a septiembre de 2020
		Vicepresidente y Tesorero	agosto de 2018 a abril de 2019
Justin C. Bird	53	Vicepresidente Ejecutivo	enero de 2024 a la fecha
		Director General, Sempra Infrastructure	noviembre de 2021 a la fecha
		Director General, Sempra LNG	abril de 2020 a noviembre de 2021
		Presidente, Sempra LNG	marzo de 2019 a abril de 2020
		Director de Desarrollo, Sempra North American Infrastructure	agosto de 2018 a marzo de 2019
Peter R. Wall	52	Vicepresidente Senior	abril de 2020 a la fecha
		Contralor y Director de Contabilidad	mayo de 2018 a la fecha
		Vicepresidente	mayo de 2018 a abril de 2020
Diana L. Day	59	Director Jurídico	enero de 2024 a la fecha
		Director Jurídico Adjunto	octubre de 2022 a diciembre de 2023
		Vicepresidente Senior, SDG&E	agosto de 2020 a octubre de 2022
		Director de Riesgo, SDG&E	agosto de 2019 a octubre de 2022
		Director Jurídico, SDG&E	enero de 2019 a octubre de 2022
		Vicepresidente, SDG&E	enero de 2019 a agosto de 2020

⁽¹⁾ Edades al 27 de febrero de 2024.

INFORMACIÓN ACERCA DE LOS FUNCIONARIOS EJECUTIVOS

Nombre	Edad ⁽¹⁾	Cargo que ocupa en los últimos cinco años	Periodo en el cargo
SDG&E:			
Caroline A. Winn	60	Director General	agosto de 2020 a la fecha
		Director Operativo	enero de 2017 a julio de 2020
Bruce A. Folkmann	56	Presidente	agosto de 2020 a la fecha
		Director Financiero	marzo de 2015 a la fecha
		Vicepresidente Senior	agosto de 2019 a julio de 2020
		Contralor, Director Administrativo y Tesorero	marzo de 2015 a agosto de 2020
		Vicepresidente	marzo de 2015 a agosto de 2019
		Vicepresidente, Contralor, Director Financiero, Director Administrativo y Tesorero de SoCalGas	marzo de 2015 a junio de 2019
Kevin Geraghty	58	Director de Operaciones	junio de 2022 a la fecha
		Director de Seguridad	enero de 2021 a la fecha
		Vicepresidente Senior de Operaciones Eléctricas	julio de 2020 a junio de 2022
		Director de Operaciones y Vicepresidente Senior de Operaciones, Nevada Energy, una empresa de servicios públicos de electricidad y gas natural en Nevada	octubre 2017 a mayo 2020
Valerie A. Bille	45	Vicepresidente, Contralor, Director Administrativo y Tesorero	agosto de 2020 a la fecha
		Contralor Asistente de Semptra	junio de 2019 a agosto de 2020
		Contralor Asistente	junio de 2018 a junio de 2019
Erbin B. Keith	63	Vicepresidente Senior y Director Jurídico	octubre de 2022 a la fecha
		Director de Riesgos	octubre de 2022 a mayo de 2023
		Director Jurídico Adjunto, Semptra	marzo de 2019 a octubre de 2022
		Director de Regulación y Asesor Jurídico de Semptra	septiembre de 2017 a marzo de 2019

⁽¹⁾ Edades al 27 de febrero de 2024.

INFORMACIÓN ACERCA DE LOS FUNCIONARIOS EJECUTIVOS

Nombre	Edad ⁽¹⁾	Cargo que ocupa en los últimos cinco años	Periodo en el cargo
SoCalGas:			
Scott D. Drury	58	Director General	agosto de 2020 a la fecha
		Presidente de SDG&E	enero de 2017 a julio de 2020
Maryam S. Brown	48	Presidente	marzo de 2019 a la fecha
		Vicepresidente de Asuntos Gubernamentales Federales de Semptra	septiembre de 2016 a marzo de 2019
Jimmie I. Cho	59	Director Operativo	enero de 2019 a la fecha
Mia L. DeMontigny	51	Vicepresidente Senior	julio de 2022 a la fecha
		Director Financiero, Director Administrativo y Tesorero	junio de 2019 a la fecha
		Contralor	junio de 2019 a julio de 2022
		Vicepresidente	junio de 2019 a agosto de 2021
		Contralor Asistente de Semptra	agosto de 2015 a junio de 2019
David J. Barrett	59	Vicepresidente Senior	julio de 2022 a la fecha
		Director Jurídico	enero de 2019 a la fecha
		Vicepresidente	enero de 2019 a julio de 2022

⁽¹⁾ Edades al 27 de febrero de 2024.

Capital Humano

Nuestra capacidad de avanzar en nuestra misión de ser la compañía de infraestructura energética líder en Norteamérica depende en gran medida de la seguridad, compromiso y acciones responsables de nuestros empleados.

La seguridad es un tema fundamental para Sempra y sus subsidiarias. Tenemos el objetivo de promover una sólida cultura de seguridad y de reforzar esta cultura a través de varias políticas, programas y sistemas diseñados para mitigar la ocurrencia y el alcance de incidentes de seguridad, incluyendo, programas de capacitación, establecimiento de estándares, revisión y análisis de tendencias en materia de seguridad, evaluaciones y auditorías internas de cumplimiento, y compartir lecciones aprendidas de incidentes de seguridad y cuasi incidentes de accidentes ocurridos a lo largo de nuestros negocios. Nuestros negocios también participan regularmente en la planeación y simulación de escenarios relacionados con la seguridad, en el desarrollo e implementación de planes de contingencia operacional, y en la revisión de planes y procedimientos de seguridad con los equipos de trabajo. También participamos en planeaciones de emergencia y en preparar a las comunidades a las que servimos, y damos entrenamiento crítico a los empleados en manejo y respuesta a emergencias cada año. El Comité de SST apoya al consejo en la supervisión de los programas de vigilancia de la compañía y en el desempeño en materia de seguridad, y nuestros incentivos de compensación anual para ejecutivos está basado en parte en las métricas de seguridad establecidas por el Comité de Compensación y Desarrollo de Talento del consejo de administración de Sempra.

Nuestra cultura general es otro aspecto importante de nuestra capacidad para avanzar en nuestra misión. Hacemos nuestra la diversidad en nuestros equipos de trabajo y buscamos crear un espacio de trabajo de alto rendimiento, inclusivo y de apoyo en donde los empleados de todos los antecedentes y experiencias se sientan valorados y respetados. Invertimos en la contratación, desarrollo y capacitación de empleados de alto potencial que representan a las comunidades a las que servimos, y proporcionamos una amplia variedad de programas para avanzar en esos objetivos, incluyendo asesoría interna y externa y capacitación de liderazgo y talleres, grupos de recursos para empleados, y un paquete de beneficios incluyendo beneficios de bienestar y un programa de reembolso de colegiaturas. También invertimos en programas de comunicación interna, incluyendo de aprendizaje virtual y en persona, y oportunidades de creación de contactos, así como comunicaciones ejecutivas regulares a empleados respecto de temas de interés. Además, ofrecemos una variedad de oportunidades de servicio a la comunidad de los empleados y, en nuestras operaciones en los EE.UU., apoyamos al personal de empleados a que se ofrezcan como voluntarios y realicen obras de caridad a través del programa de obras de caridad de Sempra que busca igualar las contribuciones realizadas por los empleados. Los empleados participan en capacitaciones anuales sobre ética y cumplimiento, que incluyen una revisión del Código de Conducta Empresarial de Sempra, así como información sobre recursos tales como la línea de ayuda ética y cumplimiento de Sempra. Medimos el compromiso de los empleados con la cultura a través de diversos canales, incluyendo encuestas de medición, buzones de sugerencias, y una encuesta de compromiso semestral administrada por un tercero.

La siguiente tabla presenta el número de empleados para cada uno de nuestros Registrantes al 31 de diciembre de 2023, así como el número de esos empleados representados por sindicatos bajo diversos contratos colectivos de trabajo que generalmente cubren salarios, prestaciones, condiciones de trabajo y otras condiciones de empleo. No experimentamos ninguna detención del trabajo importante en 2023 y mantenemos relaciones constructivas con nuestros sindicatos.

NÚMERO DE EMPLEADOS

	Número de empleados	Número de empleados cubiertos por contratos colectivos de trabajo	Número de empleados cubiertos por contratos colectivos de trabajo que expiran en el plazo de un año
Sempra ⁽¹⁾	16,835	6,473	5,044
SDG&E	4,894	1,429	—
SoCalGas	8,976	4,999	4,999

⁽¹⁾ Excluye a empleados que forman parte de sociedades en las que invertimos bajo el método de participación en capital.

PÁGINAS DE INTERNET DE LA COMPAÑÍA

Las direcciones de páginas de internet de nuestros Registrantes son:

- Sempra – www.sempra.com
- SDG&E – www.sdge.com
- SoCalGas – www.socalgas.com

Ponemos a disposición de forma gratuita en la página de internet de Sempra, y para SDG&E y SoCalGas, a través del hipervínculo de sus páginas de internet, los reportes anuales en la Forma 10-K, los reportes trimestrales en la Forma 10-Q, los reportes actuales en la Forma 8-K, y cualesquier modificaciones a dichos reportes tan pronto como sea prácticamente razonable después de que dicho material sea presentado electrónicamente o proporcionado a la SEC.

Las referencias a nuestras páginas de internet en este reporte no son hipervínculos activos y la información contenida en, o que pueda accederse a través de, las páginas de internet de Sempra, SDG&E y SoCalGas o cualquier otra página de internet referida en el presente no es una parte de ni se incorpora por referencia a este reporte o de cualquier otro documento que presentemos con o que presentemos a la SEC.

PUNTO 1A. FACTORES DE RIESGO

Al evaluar nuestra compañía y sus entidades consolidadas y cualquier inversión en nuestros o en sus valores, deberá considerar cuidadosamente los siguientes factores de riesgo y cualquier otra información contenida en este reporte y cualesquier documentos que presentemos a la SEC, incluyendo los presentados posteriormente a este reporte. También podemos vernos significativamente afectados por riesgos y elementos inciertos que no sean de nuestro conocimiento o que actualmente consideramos no significativos. Si cualesquiera de estos riesgos ocurren, nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones podrían verse afectados significativamente, nuestros resultados actuales podrían diferir sustancialmente de aquellos que se expresen o estén implícitos en nuestras declaraciones a futuro, y en los precios de mercado de nuestros valores y los de nuestras entidades consolidadas podrían disminuir. Los factores de riesgo no están priorizados en orden de importancia o materialidad, y deben leerse junto con el resto de la información contenida en este reporte, incluyendo en los Estados Financieros Consolidados y en la “Parte II – Punto 7. MD&A”.

RIESGOS RELACIONADOS CON SEMPRA

Riesgos Operativos y Estructurales

La capacidad de pagar dividendos de Sempra y cumplir sus obligaciones depende en gran medida del desempeño de sus subsidiarias y entidades contabilizadas como inversiones bajo el método de participación en capital.

Somos una sociedad controladora, y sustancialmente todos los activos que producen nuestras utilidades son propiedad de nuestras subsidiarias o de entidades que no controlamos, incluyendo inversiones bajo el método de participación en capital. Nuestra capacidad para pagar dividendos y cumplir con nuestra deuda y otras obligaciones depende en gran medida de las distribuciones de nuestras subsidiarias e inversiones bajo el método de participación en capital, lo que a su vez depende de su capacidad para ejecutar sus estrategias de negocio y generar flujos de efectivo en exceso de sus propios gastos, pagos de dividendos a terceros (en su caso) y sus obligaciones de deuda y otros. Además, las entidades contabilizadas como inversiones bajo el método de participación en capital, que no controlamos, y nuestras subsidiarias, son todas ellas entidades legales separadas y distintas que no están obligadas a pagarnos dividendos o a hacernos préstamos o distribuciones, y podrían estar imposibilitadas para realizarlo por la legislación, regulación o restricciones contractuales, en tiempos de dificultades financieras o en otras circunstancias. La incapacidad de acceder al capital de nuestras subsidiarias y entidades contabilizadas como inversiones bajo el método de participación en capital podría tener un efecto materialmente adverso en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Los derechos de Sempra sobre los activos de sus subsidiarias y las inversiones bajo el método de participación en capital están estructuralmente subordinados a los derechos de cada acreedor comercial y otros acreedores. Cuando Sempra es acreedor de cualquiera de dichas entidades, sus derechos como acreedor están efectivamente subordinados a cualquier garantía sobre los activos de la entidad y a cualquier deuda de dicha entidad con preferencia sobre aquella mantenida por Sempra. Adicionalmente, Sempra podrá elegir realizar aportaciones de capital a sus subsidiarias, que no están obligadas a pagar y están estructuralmente subordinadas a los derechos de los acreedores de la subsidiaria correspondiente.

Las inversiones de Sempra en negocios que no controla nos exponen a riesgos.

Tenemos inversiones en negocios que no controlamos o administramos o en las que compartimos el control. En algunos casos, participamos en acuerdos con o a nombre de estos negocios que podrían exponernos a riesgos en adición a nuestra inversión, incluyendo garantías, indemnizaciones y créditos. Para los negocios que no controlamos, estamos sujetos a las decisiones de terceros, las cuales podrían ser contrarias a nuestros intereses. Cuando compartimos el control de un negocio con otros inversionistas, cualesquier desacuerdos entre los propietarios respecto a asuntos de estrategia, financieros, operativos, transacciones u otros asuntos materiales que podrían obstaculizar que el negocio continúe con iniciativas clave o tome otras acciones, que pudiera afectar negativamente las relaciones entre los propietarios y el funcionamiento eficiente del negocio. Además, independientemente de si controlamos estos negocios, podríamos ser responsables por obligaciones o pérdidas relacionadas con estos negocios u optar por realizar aportaciones de capital a dichos negocios. Cualquiera de dichas circunstancias podría tener un efecto materialmente adverso en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones. Discutimos estas inversiones en la Nota 6 de las Notas a nuestros Estados Financieros Consolidados.

Nuestro negocio podría verse afectado negativamente por accionistas activistas.

Hemos sido y podríamos en el futuro estar sujetos a la atención de accionistas activistas. Accionistas activistas pueden llevar a cabo solicitudes de representación, presentar propuestas de accionistas o de otro modo buscar dar efecto a cambios en o ejercer influencia sobre nuestro consejo de administración y directivos. Al tomar estas acciones, los accionistas activistas podrían buscar adquirir nuestro capital social, lo cual, en cierto nivel de tenencia, podría poner en riesgo nuestra capacidad de usar parte o todas nuestras NOL o créditos fiscales que mantenemos de ejercicios anteriores si nuestra compañía sufriera un “cambio de propiedad” bajo las reglas fiscales aplicables. Responder a accionistas activistas puede ser costoso y llevar mucho tiempo y requiere tiempo y atención por parte de nuestro consejo de administración y de directivos, desviando su atención de la persecución de nuestras estrategias de negocios.

Cualquier inestabilidad real o percibida sobre nuestra futura dirección, incapacidad ejecutar nuestras estrategias, o cambios en nuestro consejo de administración o alta dirección resultado de campañas de podría ser explotado por nuestros competidores y/u otros accionistas activistas, resultar en la pérdida de oportunidades de negocio potenciales, y hacer más difícil continuar con nuestras iniciativas estratégicas o atraer y retener personal calificado y socios comerciales, cualquiera de los cuales podría tener un efecto adverso y significativo en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Riesgos Relacionados con Nuestra Situación Financiera y de Capital Social

Disposiciones de liquidación contenidas en nuestros contratos de venta de capital a futuro nos exponen a ciertos riesgos.

Las contrapartes de los contratos de venta a futuro de noviembre de 2023 celebrados por Sempra en relación con su oferta de acciones ordinarias que discutimos en la Nota 14 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados (colectivamente, los compradores a futuro) tienen derecho a acelerar sus respectivos contratos de venta a futuro (o, en ciertos casos, la parte de los mismos que determinen que se ve afectada por el evento relevante) y exigimos que liquidemos físicamente dichos contratos de venta a futuro en una fecha especificada por los compradores a futuro si, entre otras cosas y sujeto a un requisito de notificación previa:

- no pueden establecer, mantener o deshacer su posición de cobertura con respecto a los contratos de venta a futuro;
- determinan que no pueden seguir tomando prestadas de forma comercialmente razonable un número suficiente de acciones ordinarias nuestras o que incurrirían en una tasa superior al costo de tomar prestadas acciones especificado en los contratos de venta a futuro;
- declaramos o pagamos dividendos en efectivo sobre acciones ordinarias nuestras antes o por un monto que exceda los establecidos en los contratos de venta a futuro;
- anuncio de determinados acontecimientos extraordinarios, como determinadas fusiones y ofertas públicas de adquisición, insolvencia y el desliste de nuestras acciones ordinarias, o se produzca un acontecimiento que constituya una interrupción de la cobertura o un cambio en la legislación;

La decisión de los compradores a futuro de ejercer su derecho a acelerar los contratos de venta a futuro (o, en ciertos casos, la parte de los mismos que ellos determinen que se ve afectada por el acontecimiento relevante) y de exigimos que liquidemos los contratos de venta a futuro se tomará con independencia de nuestros intereses, incluida nuestra necesidad de capital. En tales casos, podríamos vernos obligados a emitir y entregar nuestras acciones ordinarias en virtud de las cláusulas de liquidación física de los contratos de venta a futuro con independencia de nuestras necesidades de capital, lo que provocaría una dilución de nuestro EPS y podría afectar negativamente el precio de mercado de nuestras acciones ordinarias, nuestras acciones preferentes, cualquier otro capital que pudiéramos emitir y nuestros títulos de deuda.

Si los compradores a futuro no ejercen el derecho a acelerar los contratos de venta a futuro, estamos obligados a liquidar totalmente estos contratos de venta a futuro antes del 31 de diciembre de 2024, lo que esperamos hacer en su totalidad mediante la entrega de acciones ordinarias en virtud de una liquidación física. Sujeto a las disposiciones de los contratos de venta a futuro, la entrega de nuestras acciones en el momento de la liquidación física o neta de los contratos de venta a futuro dará lugar a una dilución de nuestro EPS y puede afectar negativamente el precio de mercado de nuestras acciones ordinarias, nuestras acciones preferentes y cualquier otro capital que podamos emitir.

Si decidimos liquidar en efectivo o en acciones netas todas o parte de las acciones ordinarias subyacentes a los contratos de venta a futuro, es de esperar que emitamos un número de acciones sustancialmente inferior al que emitiríamos si liquidáramos mediante entrega física, pero no recibiríamos el efectivo por las acciones que de otro modo habríamos emitido si liquidáramos la totalidad de los contratos de venta a futuro mediante entrega física y no obtendríamos los mismos beneficios desde el punto de vista de mejorar nuestras métricas crediticias.

Cualquier deterioro de nuestros activos nos podría afectar negativamente.

Podríamos experimentar una reducción en el valor justo de mercado de nuestros activos, incluidos nuestras inversiones que contabilizamos bajo el método de participación en capital, ante la actualización de muchos de los riesgos señalados en estos factores de riesgo y en cualquier parte de este reporte, como de cualquier incapacidad para operar nuestras instalaciones existentes o desarrollar nuevos proyectos en México debido a reformas recientes y propuestas a la leyes o regulaciones u otras circunstancias que afecten el sector energético o a nuestros activos en dicho país, y de forma más general cualquier pérdida de permisos o aprobaciones que requiera que ajustemos o suspendamos ciertas operaciones y cualquier falla en completar o recibir un adecuado retorno sobre nuestras inversiones en proyectos de capital. Cualquier reducción de este tipo en el valor justo de mercado de nuestros activos o inversiones podría resultar en una pérdida por deterioro que podría afectar de manera materialmente adversa nuestros resultados de operación en el período en el que se registre el cambio. Discutimos nuestras pruebas de deterioro de activos de larga duración y crédito mercantil y los factores considerados en dichas pruebas en la “Parte II – Punto 7. MD&A – Estimaciones Contables Críticas” y en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

La participación económica, derechos de voto y valor de mercado de nuestras acciones comunes y preferentes en circulación podrían verse afectadas de manera adversa por cualesquiera valores de capital que emitamos.

Al 20 de febrero de 2024, teníamos 632,149,916 acciones comunes y 900,000 acciones preferentes no convertibles serie C en circulación. Nuestros negocios tienen importantes necesidades de capital, y podríamos buscar levantar capital mediante la emisión de acciones (como hicimos en noviembre de 2023) o valores de deuda convertibles adicionales, las cuales podrían diluir significativamente los derechos de voto y participación económica de los tenedores de nuestras acciones comunes y preferentes en circulación, y podría afectar de manera materialmente adversa el precio de cotización de nuestras acciones comunes y preferentes.

Los requerimientos de dividendos de nuestras acciones preferentes nos exponen a riesgos.

Cualquier falta de pago de dividendos programados de nuestras acciones preferentes serie C a su vencimiento tendría un impacto adverso significativo en el valor de mercado de nuestros valores de deuda y nos prohibiría, bajo los términos de las acciones preferentes serie C, pagar dividendos en efectivo o recomprar acciones de nuestras acciones comunes (sujeto a excepciones limitadas) hasta que hayamos pagado todos los dividendos acumulados y no pagados de las acciones preferentes serie C. Además, los términos de las acciones preferentes serie C prevén, en general, que si los dividendos de cualesquier acciones preferentes no han sido decretados y pagados o si han sido decretados, pero no pagos durante tres o más periodos de dividendos semestrales, los tenedores de acciones preferentes tendrán derecho a elegir dos miembros adicionales de nuestro consejo de administración, sujeto a ciertos términos y limitantes.

Nuestras acciones comunes están listadas en la Bolsa Mexicana de Valores e inscritas en la CNBV, lo cual nos sujeta a regulación y responsabilidades adicionales en México.

Además de estar listadas en la NYSE, nuestras acciones comunes están listadas en la Bolsa Mexicana de Valores e inscritas en la CNBV. Dicho listado e inscripción nos sujeta a la presentación de información y otros requerimientos en México que han incrementado nuestros costos y riesgos de incumplimiento. Además, la CNBV, como regulador del mercado de valores en México, tiene la facultad de inspeccionar los negocios de Sempra, principalmente a través de requerimientos de información y documentación; imposición de multas u otras sanciones a Sempra y a sus consejeros y directivos por violaciones a las leyes y regulaciones de valores en México; y buscar fincar responsabilidades penales por ciertas acciones realizadas o que tengan efectos en México. La incidencia de cualquiera de estos riesgos podría afectar de manera materialmente adversa nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

RIESGOS RELACIONADOS CON TODOS LOS NEGOCIOS DE SEMPRA

Riesgos Operativos

Nuestros negocios están sujetos a riesgos derivados de su infraestructura y sistemas que soportan dicha infraestructura.

Nuestras instalaciones y los sistemas que los interconectan y/o administran están sujetos a riesgos de, entre otras cosas, fallas en equipos o procesos debido al envejecimiento de la infraestructura o de otra forma; errores humanos, escasez o demoras en la obtención de equipos, materiales, materias primas o mano de obra, los cuales han sido y podrían en el futuro ser exacerbados por limitaciones de la cadena de suministro o condiciones estrictas del mercado laboral, así como incrementos a los costos de estos elementos debido a presiones inflacionarias o de cualquier otro tipo, que podrían no ser recuperables de manera oportuna o en absoluto; restricciones operativas resultantes de las necesidades ambientales o intervenciones gubernamentales; incapacidad para

celebrar, mantener, ampliar o reemplazar contratos de suministros o transporte a largo plazo; y rendimiento por debajo de los niveles previstos. A pesar de que nuestros negocios asumen proyectos de inversión de capital para construir, reemplazar, operar, mantener y actualizar sus instalaciones y sistemas, dichos proyectos pueden no ser completados o efectivos para manejar estos riesgos, e involucran costos significativos que pueden no ser recuperables. Usualmente dependemos de terceros, incluyendo contratistas, para realizar el trabajo relacionado con estos proyectos y otras actividades de mantenimiento, lo cual nos podría sujetar a responsabilidad por problemas de seguridad y la calidad del trabajo realizado por estos terceros. Debido a que algunas de nuestras instalaciones están interconectadas con las de terceros, incluyendo ductos de gas natural de terceros e instalaciones de generación de energía que producen la mayoría de la energía que distribuimos a, la operación de nuestras instalaciones también podría verse adversamente afectada materialmente por estos riesgos o riesgos similares a los sistemas de dichos terceros, los cuales no podemos anticipar ni controlar.

Los riesgos adicionales asociados con nuestra capacidad para construir, reemplazar, operar, mantener y actualizar instalaciones y sistemas de manera segura y confiable, los cuales pueden estar más allá del control de nuestros negocios, incluyendo:

- imposibilidad de satisfacer la demanda de electricidad y/o gas natural por parte de los clientes, incluyendo apagones eléctricos, cortes o subidas de gas
- cambios de presión de gas en los hogares
- la liberación de sustancias peligrosas o tóxicas, incluidas las fugas de gas
- la imposibilidad de responder de manera efectiva a eventos catastróficos

En caso de ocurrir cualquiera de estos eventos, podría afectar el suministro y la demanda de electricidad, gas natural u otras formas de energía, causar interrupciones no planificadas; dañar nuestros activos y/u operaciones o de terceros de los cuales dependen nuestros negocios, dañar la propiedad de clientes u otros; y causar lesiones personales o la muerte. Adicionalmente, si no somos capaces de defender y retener el título de las propiedades que poseemos, o de obtener o retener derechos para construir y operar en las propiedades que no son de nuestra propiedad de manera oportuna, en términos razonables o en absoluto, podríamos perder nuestros derechos de ocupar y usar estas propiedades y las instalaciones relacionadas, lo que podría prevenir, limitar o retrasar operaciones o proyectos existentes o propuestos, aumentar nuestros costos, y resultar en incumplimientos de permisos o contratos y costos legales, impedimentos, multas o sanciones relacionadas. Cualquiera de dichos resultados podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Enfrentamos riesgos relacionados a clima severo, desastres naturales, ataques físicos y otros eventos similares.

Nuestras instalaciones e infraestructura pueden sufrir daños debido al clima severo, desastres naturales, incendios, accidentes, explosiones o actos de terrorismo, guerra, o criminalidad. Debido a que estamos en el negocio de usar, almacenar, transportar y desechar materiales altamente inflamables, explosivos y radioactivos y al operar equipos altamente energizados, los riesgos que tales incidentes representan para nuestras instalaciones e infraestructura, así como para las comunidades circundantes de las cuales podríamos ser responsables, son sustancialmente mayores que los riesgos potenciales de un negocio típico.

Tales incidentes podrían resultar en interrupciones operativas, cortes de energía o gas, daños a la propiedad, daños personales o muerte y podrían ocasionar incidentes secundarios que también podrá tener estos u otros efectos adversos, tales como incendios; fugas de gas natural, odorantes de gas natural, propano, etano, otras emisiones de GHG o materiales radioactivos; derrames u otros daños a recursos naturales; u otras molestias a las comunidades afectadas. Cualquiera de estos acontecimientos podría disminuir los ingresos y ganancias y/o aumentar costos, incluyendo costos de mantenimiento o de reparación, montos asociados con las reclamaciones en nuestra contra, multas reglamentarias, penalidades y otras pérdidas de derechos. En algunos casos, podemos ser responsables por daños, aunque no tengamos la culpa, como en los casos en que se aplica la doctrina de la condena inversa, la cual discutimos adelante en “Riesgos Relacionados con Sempra California – Riesgos Operativos”. Para nuestras compañías de servicios públicos, estos costos podrían no ser recuperables. La cobertura de seguro para estos costos puede continuar aumentando o volverse prohibitivamente costosas, puede ser disputada por las aseguradoras, o puede volverse no disponible para ciertos de estos riesgos o en niveles adecuados, y cualquier producto de seguro que recibamos puede ser insuficiente para cubrir nuestras pérdidas o responsabilidades debido a la existencia de limitaciones, exclusiones, deducibles altos, incumplimiento de los requisitos de procedimiento u otros factores. Los incidentes que no afecten directamente nuestras instalaciones pueden afectar a nuestros socios comerciales, cadenas de suministro y medios de transporte, lo que podría afectar nuestra capacidad de operar. Más aún, incidentes relacionados con el clima se han vuelto más prevalentes, impredecibles y severos como resultado del cambio climático y otros factores. Como resultado, estos incidentes podrían tener un mayor impacto en nuestros negocios del anticipado actualmente y, para nuestras empresas de servicios públicos, las tarifas podrían no ser ajustadas de manera adecuada u oportuna para reflejar cualquier impacto mayor. Cualquiera de dichos resultados podría tener un efecto materialmente adverso en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Nos enfrentamos a riesgos cambiantes en materia de ciberseguridad asociados a la infraestructura de red energética, ductos de gas natural, infraestructura de almacenamiento y de otro tipo de infraestructura, así como a la recolección de información personal, sensible y confidencial de los clientes y empleados.

Nuestro uso de tecnologías y sistemas complejos en nuestras operaciones, incluyendo nuestro creciente despliegue de nuevas tecnologías y la virtualización de muchas actividades de negocio, nuestra recolección y retención de información personal, sensible y confidencial, representa oportunidades a gran escala para ataques en u otras fallas para la protección de nuestros sistemas de información, información y de la red eléctrica e infraestructura de gas natural. También somos vulnerables en caso de ataques o ante fallas para proteger los sistemas y tecnologías de terceros proveedores de servicios, dependiendo del nivel de acceso que estos proveedores tienen a nuestra información y sistemas. En particular, *ransomware* y otras formas de ataques cibernéticos dirigidos a sistemas de servicios públicos y otra infraestructura energética, continuamente aumentan en sofisticación, magnitud y frecuencia, podrían no ser reconocidos hasta que hayan sido lanzados contra un objetivo y pueden incrementarse aún más durante periodos de aumento de tensiones geopolíticas. En consecuencia, es posible que no podamos anticiparnos a estas técnicas ni implementar barreras de seguridad u otras medidas preventivas adecuadas, por lo que nos resultaría imposible eliminar por completo este riesgo.

Adicionalmente, SDG&E y SoCalGas están cada vez más obligada a divulgar grandes cantidades de datos (incluyendo información personal y uso de energía de clientes) para apoyar iniciativas estatales relacionadas con la modernización de la red de ductos, la elección de los clientes, eficiencia energética, respuesta y conservación de la demanda, aumentando los riesgos de divulgación inadvertida o de accesos no autorizados a información sensible. Más aún, todos nuestros negocios que operan en California (y en otros estados y países que tienen leyes similares) están sujetos a leyes de privacidad estatales, lo cual requiere que las compañías que recaban información sobre residentes de California, entre otras cosas, revelen la recolección de sus datos, uso y prácticas de compartición de información; permitir a los clientes que opten que se deje de compartir cierta información con terceros; y asumir responsabilidad con motivo de divulgación no autorizada de información altamente sensible.

A pesar de que hacemos importantes inversiones en gestión de riesgos y medidas de seguridad de la información para la protección de nuestros sistemas y datos, estas medidas podrían ser insuficientes o en su caso fallar. Los costos y consecuencias operativas de la aplicación, el mantenimiento y la mejora de estas medidas son significativos, y podría esperarse que aumenten para atender la creciente intensidad y complejidad de los riesgos cibernéticos. Usualmente dependemos de terceros proveedores para desplegar nuestras nuevas tecnologías y mantener y actualizar nuestros sistemas, y estos terceros podrían no mantener medidas adecuadas de administración de riesgos y seguridad en la información respecto de sus sistemas. Aunque no hemos sufrido ninguna violación significativa de nuestros sistemas de información o datos, tanto nosotros como algunos de nuestros proveedores hemos sido y probablemente seguiremos siendo objeto de violaciones e intentos de acceso no autorizado a nuestros sistemas o datos, o de intentos de alterar de otro modo nuestras operaciones. Cualquier incumplimiento real o percibido de la legislación aplicable en materia de privacidad y seguridad de datos o cualquier incidente dirigido contra nuestros sistemas de información o los de nuestros proveedores, la integridad la red de energía, nuestros gasoductos o nuestra infraestructura de distribución, almacenamiento y otra infraestructura; o de nuestra información confidencial, podría dar lugar a interrupciones a las operaciones de nuestro negocio, incumplimiento reglamentario, incapacidad para generar oportunamente estados financieros precisos, fallas en la entrega de energía, pérdida financiera y de reputación, litigios, violaciones de leyes aplicables y multas o sanciones, cualquiera de los cuales podría tener efectos adversos y significativos en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones. Aunque Sempra actualmente mantiene seguro por riesgos cibernéticos, este seguro es limitado en cuanto a su alcance y está sujeto a excepciones, condiciones y limitaciones de cobertura, y podría no cubrir una parte sustancial o ninguno de los costos asociados con un incidente de nuestros sistemas de información e información confidencial, y no hay garantía que el seguro que actualmente tenemos contratado continúe estando disponible a los costos que consideramos son razonables.

Buscamos oportunidades de crecimiento orgánico e inorgánico en el mercado, incluyendo mediante la adquisición de, o asociación con compañías operativas.

Analizamos diligentemente la viabilidad financiera de cada adquisición, asociación y JV que buscamos. Sin embargo, nuestra diligencia podría probar ser insuficiente, y podría haber efectos imprevistos o latentes. Además, es posible que no obtengamos todos los beneficios previstos de las adquisiciones futuras, asociaciones o JVs por distintas razones, incluyendo dificultades en la integración de operaciones y personal a nuestros estándares o de manera oportuna, mayores e inesperados costos de adquisiciones y operativos, pasivos desconocidos, y fluctuaciones en el mercado. Cualquiera de estos resultados podría afectar materialmente adversa nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

El aumento de actividades y proyectos destinados a avanzar en nuevas tecnologías energéticas podría introducirnos a nuevos riesgos.

Regularmente emprendemos o participamos en proyectos de investigación y desarrollo y en otras actividades destinadas al desarrollo de nuevas tecnologías en el sector energético, incluyendo las relacionadas con el hidrógeno, licuefacción, almacenamiento de energía, secuestro de carbono, la modernización de la red u otras. Estas actividades y proyectos implican tiempo sustancial de los empleados, así como recursos de capital significativos que pueden no ser recuperables en las tarifas o, en relación con nuestros negocios que no sean empresas de servicios públicos, podrían no ser trasladables a los clientes. También hemos buscado y continuamos buscando una variedad de oportunidades de financiamiento federal y estatal para estas actividades y proyectos, que pueden involucrar recursos significativos de empleados y mayores requerimientos de cumplimiento sin garantía de que dichos financiamientos sean recibidos. Además, el tiempo para concluir dichas actividades y proyectos es inherentemente incierto y podría requerir sustancialmente mayor tiempo y financiamiento del inicialmente anticipado. Asimismo, muchas de estas tecnologías se encuentran en fase temprana de desarrollo, y es posible que las actividades y proyectos correspondientes no sean concluidas o que las tecnologías correspondientes podrían probar no ser económica y tecnológicamente factibles. Si cualquiera de estas circunstancias ocurre, podríamos no recibir un rendimiento adecuado o ningún rendimiento de nuestra inversión y otros recursos invertidos en estas actividades y nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones podrían ser afectados materialmente adversa.

El funcionamiento de nuestras instalaciones depende de las buenas relaciones laborales con nuestros empleados y nuestra capacidad para atraer y retener personal calificado.

Varios de nuestros negocios han establecido convenios colectivos con diferentes sindicatos, los cuales se negocian generalmente empresa por empresa. SoCalGas tiene un contrato colectivo que expira el 30 de septiembre de 2024. Cualquier negociación prolongada o la incapacidad de alcanzar acuerdos respecto a estos contratos de trabajo mientras estén sujetos a renovación podría dar lugar a paros laborales u otras perturbaciones laborales. Además, nos hemos enfrentado a una escasez de personal experimentado y calificado en ciertos puestos operativos especializados y podríamos experimentar interrupciones laborales del personal en esos puestos. Cualquiera de dichas perturbaciones laborales o salarios negociados o aumentos de beneficios, ya sea debido a actividades sindicales, rotación de empleados, escasez laboral o de otro tipo, podrían tener un efecto adverso y significativo en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Nuestros negocios dependen del desempeño de contrapartes.

Nuestros negocios dependen del desempeño de socios comerciales, clientes, proveedores y otras contrapartes en virtud de contratos y otros acuerdos para proporcionar, entre otras cosas, servicios, equipos o mercancías, y que pueden tener importantes obligaciones financieras pendientes de pago con nosotros en virtud de estos acuerdos. Si no cumplen con sus obligaciones de acuerdo con dichos arreglos, podríamos ser incapaces de cumplir con nuestras obligaciones y podríamos ser requeridos a celebrar acuerdos alternativos o cumplir nuestro compromiso subyacente a los precios de mercado vigentes en ese momento, lo cual podría resultar en pérdidas para nosotros o retrasos u otras alteraciones a nuestras operaciones. Cualquier esfuerzo para hacer cumplir los términos de estos arreglos a través de medios legales u otros medios podría involucrar tiempo y costos significativos y sería impredecible y susceptible al fracaso. Además, muchos de estos arreglos, incluidas nuestras relaciones con las contrapartes correspondientes, son importantes para la conducción y el crecimiento de nuestros negocios. También podríamos no ser del todo capaces de asegurar acuerdos sustitutos con otras contrapartes en términos favorables, de manera oportuna o en absoluto si cualquiera de estos acuerdos termina. Además, a menudo otorgamos crédito a clientes y otras contrapartes y, aunque realizamos análisis crediticios antes de otorgar crédito, es posible que no podamos cobrar los montos que se nos adeuden, lo cual podría ser significativo y representar un incremento de riesgo para nuestros acuerdos a largo plazo de suministro, venta y capacidad. El incumplimiento de cualquiera de nuestras contrapartes de acuerdo con sus arreglos con nosotros podría afectar materialmente adversa en nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Adicionalmente, las obligaciones de Sempra Infrastructure y las de sus contrapartes, como sus clientes de LNG están contractualmente sujetas a suspensión o rescisión por eventos de fuerza mayor, que generalmente están más allá del control de las partes. Las declaraciones de fuerza mayor también pueden tener consecuencias negativas, como las comisiones perdidas por Cameron LNG JV por la entrega de un exceso de LNG a los clientes de peaje en relación con determinados casos de fuerza mayor, o la pérdida o el aplazamiento de ingresos derivados de la no entrega de gas natural de los proveedores o de LNG a los clientes en determinadas circunstancias. Además, algunos eventos de fuerza mayor pueden afectar a los contratistas que construyen los proyectos de Sempra Infrastructure, lo que puede provocar un aumento de los costos o retrasos en los plazos. Sempra Infrastructure puede tener limitados remedios disponibles ante determinados incumplimientos de desempeño, incluyendo limitaciones sobre daños que podrían prohibir la recuperación de los costos incurridos por cualquier incumplimiento a un acuerdo. Cualquiera de esos acontecimientos podría tener un efecto materialmente adverso en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo, y/o proyecciones.

Sempre Infrastructure participa en JVs o invierte en empresas en las que otros socios de capital pueden tener o compartir con nosotros el control sobre el proyecto o la inversión correspondiente. Sempra Texas también invierte en compañías que no controla o administra. Analizamos los riesgos relacionados con dichos acuerdos anteriormente en “Riesgos Relacionados con Sempra – Riesgos Operativos y Estructurales”.

Riesgos Financieros

Nuestras obligaciones para el servicio de deuda nos exponen a riesgos y podrían requerir la emisión de valores de capital adicionales por parte de Sempra o la venta de acciones en subsidiarias o proyectos en desarrollo.

Tenemos importantes obligaciones de servicio de deuda, las cuales podrían tener un efecto materialmente adverso en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y proyecciones por, entre otras cosas:

- hacer más difícil y/o costoso el servicio, pagar o refinanciar deudas a medida que vencen, particularmente cuando las tasas de interés aumentan o las condiciones económicas o industriales son de otra forma desfavorables
- limitar la flexibilidad para buscar oportunidades estratégicas o reaccionar a desarrollos de negocios o cambios en la industria
- causar que los acreedores de deuda nueva requirieran términos materialmente adversos, tales como restricciones en el uso de recursos, limitaciones en incurrir en deuda adicional, pagando dividendos, recomprando acciones o recibiendo distribuciones de subsidiarias o de inversiones bajo el método de participación en capital e imposición de gravámenes

La meta de Sempra es mantener o mejorar sus calificaciones crediticias, pero podría no ser capaz de hacerlo. Para mantener estas calificaciones crediticias, podemos buscar reducir nuestro endeudamiento pendiente o nuestra necesidad de endeudamiento adicional mediante la emisión de valores de capital o vendiendo acciones en nuestras subsidiarias o proyectos de desarrollo. Podríamos no ser capaces de concluir ninguna de dichas ventas de capital en los términos que consideremos o en lo absoluto, y cualquier capital emitido por Sempra podría diluir los derechos de voto y los intereses económicos de los titulares de capital de Sempra. Cualquiera de dichos resultados podría tener un efecto adverso y significativo en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

La disponibilidad y costo de la deuda o de financiamiento de capital podría verse afectada de manera negativa por las condiciones de mercado y económicas en general y por otros factores.

Nuestros negocios son intensivos en capital, con un gasto de capital significativo y creciente esperado en futuros periodos. En general, dependemos de la deuda a largo plazo para financiar una parte significativa de nuestros gastos de capital y pagar la deuda pendiente, y dependemos de deuda a corto plazo para financiar una parte significativa de las operaciones diarias. Sempra también ha obtenido capital y puede continuar buscando capital mediante la emisión o venta de acciones de nuestras subsidiarias o inversiones.

Las limitaciones en la disponibilidad de crédito, los aumentos en las tasas de interés o los márgenes crediticios debido a inflación o de cualquier otro tipo u otros efectos negativos en los términos de cualquier financiamiento que busquemos podrían causar que financiamos operaciones y gastos de capital a un costo más alto o que fallemos en levantar nuestro monto objetivo de fondos, lo que podría afectar negativamente nuestra capacidad para cumplir con compromisos contractuales y de otro tipo, en el avance en el desarrollo de proyectos, realizar gastos de capital no relacionados a la seguridad y mantener las operaciones de manera efectiva. Cualquiera de dichos resultados podría afectar materialmente adversa nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Además de las condiciones de mercado y económicas, los factores que pueden afectar la disponibilidad y el costo de capital incluyen:

- cambios adversos en las leyes y regulaciones, incluyendo modificaciones recientemente propuestas a la regulación del mercado energético en México
- para Sempra y SDG&E, riesgos relacionados con los incendios en California
- para Sempra, SDG&E y SoCalGas, cualquier deterioro o la incertidumbre en el ambiente político o reglamentario para las compañías locales de distribución de gas natural que operan en California
- disminuciones de calificaciones crediticias

Las agencias de calificación crediticia pueden disminuir nuestras calificaciones crediticias o colocarlas en perspectiva negativa.

Las Agencias de calificación crediticia evalúan rutinariamente a Sempra, SDG&E, SoCalGas, SI Partners y a algunos de nuestros otros negocios cuyas calificaciones se basan en una serie de factores, incluyendo los factores que se describen más adelante y la

capacidad de generar flujos de efectivo, el nivel de endeudamiento, la fortaleza financiera general, operaciones o eventos específicos, tales como recompras de acciones; litigios relevantes; el estado de ciertos proyectos de capital; y condiciones generales de la economía y la industria. Estas calificaciones crediticias pueden ser disminuidas o ser objeto de otras acciones de calificación negativa en cualquier momento. Discutimos estas calificaciones crediticias en la “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez”.

Para Sempra, las Agencias de Calificación Crediticia han observado que los siguientes eventos, entre otros, podrían conducir a acciones de calificación negativas:

- expansión de proyectos de licuefacción de gas natural u otros negocios no regulados que sean inconsistentes con los niveles actuales de calidad crediticia
- el proyecto PA LNG Fase 1 experimente costos más altos de construcción
- las medidas financieras consolidadas de Sempra se debiliten consistentemente, o que incumpla ciertas métricas de crédito financiero
- incendios forestales catastróficos causados por SDG&E o por cualquier IOU de electricidad de California que participen en el Fondo Contra Incendios Forestales, que pueda agotar el fondo significativamente antes de lo esperado
- una reducción de calificación en SDG&E, SoCalGas, Oncor y/o SI Partners

Para SDG&E, las Agencias de Calificación Crediticia han observado que los siguientes eventos, entre otros, podrían conducir a acciones de calificación negativas:

- incendios forestales catastróficos causados por SDG&E o por cualquier IOU de electricidad de California que participe en el Fondo Contra Incendios Forestales, que puedan agotar el fondo de forma considerable antes de lo esperado
- debilitamiento consistente de las métricas financieras de SDG&E o que incumpla ciertas métricas de crédito financiero
- un deterioro en la regulación ambiental, incluyendo resultados de crédito negativos de sus procedimientos regulatorios pendientes
- una reducción de la calificación de Sempra

Para SoCalGas, las Agencias de Calificación Crediticia han observado que los siguientes eventos, entre otros, podrían conducir a acciones de calificación negativas:

- debilitamiento consistente de las métricas financieras de SoCalGas, o incumplimiento de ciertas métricas de crédito financiero
- SoCalGas experimente más riesgos del negocio debido a deterioro en la regulación ambiental, incluyendo resultados de crédito negativos de sus procedimientos regulatorios pendientes o riesgo elevado en relación con su negocio de servicios públicos de gas natural
- una reducción de la calificación de Sempra

Para SI Partners, las Agencias de Calificación Crediticia han observado que los siguientes eventos, entre otros, podrían conducir a acciones de calificación negativas:

- incumplimiento de SI Partners de ciertas métricas de crédito financiero
- un deterioro en el perfil de riesgo del negocio de SI Partners, incluyendo mayor riesgo a la construcción o modificaciones adversas en el ambiente de operación en México
- el proyecto PA LNG Fase 1 experimente retos o retrasos en construcción que tengan un impacto financiero adverso en SI Partners
- una reducción de la calificación de Sempra, IEnova y/o Cameron LNG, LLC

Una reducción en las calificaciones crediticias de cualquiera de nuestros negocios o los panoramas de las calificaciones, así como las razones de tales reducciones, podrían afectar de forma materialmente adversa las tasas de interés a las que se podrían tomar créditos y emitir títulos de deuda, y las diversas comisiones de nuestros créditos. Esto podría hacer más costoso pedir dinero prestado, emitir valores y/o recaudar otras formas de capital, todo lo cual podría reducir nuestra capacidad de cumplir con nuestras obligaciones de deuda y compromisos contractuales y de otra forma afectar de forma materialmente adversa nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

No cubrimos completamente nuestros activos o posiciones contractuales contra cambios en los precios o tasas de interés de las materias primas, y para posiciones que están cubiertas, nuestros mecanismos de cobertura pueden no mitigar nuestro riesgo o reducir nuestras pérdidas como se espera.

Usamos contratos forward, futuros, swaps financieros y/u opciones, entre otros mecanismos, para cubrir una porción de nuestros compromisos de compra y venta conocidos o anticipados, inventarios de gas natural y LNG, capacidad de almacenamiento y en los ductos de gas natural y capacidad de generación eléctrica en un esfuerzo por reducir nuestra, y de SDG&E y SoCalGas,

exposición financiera de nuestros clientes relacionada con la fluctuación de los precios de las materias primas. El alcance de la cobertura de estas exposiciones varía con el tiempo. Adicionalmente, hemos usado y podríamos seguir usando instrumentos financieros similares para cubrir cambios en las tasas de interés. Ciertos instrumentos derivados de cobertura que utilizamos se registran a valor razonable a través de utilidades para reflejar los movimientos en el precio de los derivados, lo que recientemente ha generado y en el futuro podría generar volatilidad en nuestras utilidades. En la medida en que tengamos posiciones no cubiertas, o si cualquier contraparte de cobertura incumple con sus obligaciones contractuales o si nuestras estrategias de cobertura no funcionan como fue planeado, la fluctuación de los precios de las materias primas y las tasas de interés podrían tener un efecto adverso y significativo en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Los procedimientos de administración de riesgos podrían no prevenir o mitigar pérdidas.

Aunque mantenemos sistemas de administración de riesgos y control diseñados para cuantificar y administrar el riesgo, estos sistemas podrían no prevenir pérdidas materiales. Los procedimientos de administración de riesgos no siempre pueden ser cumplidos conforme a lo planeado o funcionar como a lo esperado. Además, el VaR diario y los límites de pérdida, que están basados principalmente en movimientos de precios históricos y los cuales discutimos en la “Parte II – Punto 7A. Revelación Cuantitativa y Cualitativa Sobre Riesgo de Mercado”, podrían no protegernos de pérdidas si los precios se desvían significativamente o persistentemente de los precios históricos. Como resultado de estos y otros factores, nuestros procedimientos y sistemas de riesgos podrían no prevenir o mitigar pérdidas que podrían afectar de manera materialmente adversa nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

El desempeño del mercado o los cambios en otros supuestos podrían requerir contribuciones no planeadas a planes de pensiones y planes PBOP.

Sempre, SDG&E y SoCalGas proporcionan planes de beneficios posteriores al retiro y PBOP a empleados y retirados elegibles. El costo de la prestación de estos beneficios se ve afectado por muchos factores, incluyendo el valor de mercado del plan de activos y de los otros factores descritos en la Nota 9 a los Estados Financieros Consolidados. Una disminución del valor de mercado de los activos del plan o un cambio adverso en cualquiera de estos otros factores podría causar un aumento material en nuestras obligaciones de financiamiento para estos planes, lo que podría tener un efecto materialmente adverso en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Riesgos Legales y Reglamentarios

Enfrentamos riesgos relacionados a fallas y retrasos en la obtención de permisos, licencias, franquicias y otras autorizaciones requeridas por nuestros negocios de varias agencias gubernamentales.

Las industrias en las que operamos están sujetas a numerosas regulaciones gubernamentales, y nuestros negocios requieren numerosos permisos, licencias, derechos de paso, franquicias, certificados y otras aprobaciones de agencias gubernamentales federales, estatales, locales y extranjeras. Por ejemplo, el acuerdo de franquicia de SoCalGas con el Condado de Los Angeles expiró inicialmente en junio de 2023 y la extensión subsecuente expiró en diciembre de 2023. SoCalGas está operando y espera continuar operando bajo los términos y disposiciones de la franquicia vencida hasta que se alcance un nuevo acuerdo. Adicionalmente, la Ciudad de San Diego está estudiando la viabilidad de la municipalización como una potencial alternativa al acuerdo de franquicia eléctrica existente de SDG&E, y varios aspectos de los acuerdos de franquicia de electricidad y gas natural otorgados por la Ciudad de San Diego a SDG&E también han sido apelados en dos litigios que discutimos en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados. Estas aprobaciones podrían no ser otorgadas de manera oportuna o no otorgarse en lo absoluto, o pueden ser modificadas, revocadas o no ser extendidas por una variedad de razones, incluyendo debido a cambios legales o regulatorios. Obtener o mantener estas aprobaciones podría resultar en mayores costos o en la imposición de condiciones o restricciones en nuestras operaciones. Además, el incumplimiento por parte nuestra o de algunos de nuestros clientes con los términos de estas autorizaciones podría resultar en su modificación, suspensión o rescisión, y podrían sujetarnos a pérdidas de ingresos, multas y sanciones. Si cualquiera de estas autorizaciones es suspendida, rescindida o de otro modo terminara, o sea modificada de modo que haga nuestra continua operación del negocio aplicable prohibitivamente cara o de otro modo impráctica, es posible que tengamos que ajustar o cesar temporal o permanentemente algunas de nuestras operaciones, vender los activos asociados o removerlos de servicio y/o construir nuevos activos destinados a evitar el área afectada, en cuyo caso, podríamos perder una parte de nuestra base de tarifas u activos productivos, nuestros proyectos en desarrollo podrían ser afectados negativamente y podríamos incurrir en cargos por deterioro u otros costos que podrían no ser recuperables. En caso de ocurrir cualquiera de estos eventos podría afectar de manera materialmente adversa nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

De tiempo en tiempo invertimos recursos en proyectos de capital antes de recibir todas las aprobaciones reglamentarias. Si se produce un retraso en la obtención de las aprobaciones; si cualquier aprobación está condicionada a cambios u otros requerimientos que aumenten costos o impongan restricciones sobre nuestras operaciones existentes o planeadas; si no obtenemos o mantenemos estas aprobaciones o si no cumplimos con ellas o con las demás leyes o regulaciones aplicables; si nos vemos involucrados en litigios que impacten adversamente cualquier aprobación o derechos sobre los bienes o activos aplicables; o si la administración decide no continuar con un proyecto, es posible que no podamos recuperar ninguna o todas las cantidades invertidas en ese proyecto. En caso de ocurrir cualquiera de dichos eventos podría incrementar significativamente nuestros costos, resultando en deterioros relevantes, lo cual podría afectar negativamente a nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Nuestros negocios enfrentan preocupaciones por el cambio climático y tienen costos de cumplimiento medioambiental y costos de transición a energías limpias y de reportaje.

El cambio climático y los costos asociados con sus efectos y mitigación pueden afectarnos adversamente, incluyendo, el por el aumento de costos en los que incurrimos para transmitir energía y prestar otros servicios, impactando la demanda por y el consumo de la energía que transmitimos y distribuimos (debido a cambios en los costos, crecientes eventos climatológicos severos y comunes y otros patrones climáticos, el tipo de energía transmitida como resultado del aumento de preferencia del cliente por fuentes de energía neutras de carbono y renovables, y otros factores), y afectando el bienestar económico de las regiones en las que operamos.

Regulación Ambiental y de Cambio Climático

Estamos sujetos a amplias leyes federales, estatales, regionales, locales y extranjeras, mandatos, reglas y regulaciones relacionadas con el cambio climático y la protección ambiental. Para cumplir con estos requerimientos, debemos gastar capital significativo y recursos humanos en vigilancia, control y otras medidas para monitorear el desempeño ambiental; adquisición e instalación de equipo de control de contaminación; esfuerzos de mitigación; y tasas de emisiones que podrían aumentar como resultado de varios factores que no controlamos, incluyendo cambios de leyes y regulación, aumento de actividades requeridas, retraso en la renovación y emisión de permisos, y cambios a la mezcla de energías que transmitimos y distribuimos. Además, generalmente somos responsables por las sustancias peligrosas y otros tipos de contaminación en y las condiciones del sitio de nuestros proyectos y propiedades, independientemente del momento en que se hayan presentado estas condiciones y de si son conocidas o desconocidas. Hemos sido y podríamos en el futuro ser requeridos a pagar costos de remediación ambiental en instalaciones anteriores, y los sitios de eliminación de residuos fuera de nuestras instalaciones en donde cualquiera de nuestros negocios es identificado como PRP bajo leyes ambientales federales, estatales y locales. Para nuestras empresas de servicios públicos, algunos de estos costos pueden no ser recuperables en tarifas. El incumplimiento de las leyes y regulaciones ambientales puede someternos a multas y sanciones, incluyendo sanciones penales en algunos casos, y/o restricciones de nuestras operaciones. Cualquiera de estos resultados podría afectar materialmente adversa nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

El aumento de las preocupaciones ambientales internacionales, nacionales, regionales, estatales y locales, y cambios relacionados al marco legal y regulatorio, como requisitos de mayor vigilancia y control, revelaciones de desempeño ambiental, equipo de control y vigilancia de contaminación, prácticas de seguridad, comisiones de emisiones, impuestos, sanciones u otras obligaciones o restricciones, pueden tener un efecto negativo y significativo en nuestros resultados de operación, costos, planeación corporativa, y el alcance y la economía de proyectos de infraestructura u otros gastos de capital propuestos. Leyes recientemente promulgadas en California que requieren amplias revelaciones sobre emisiones de GHG y otras medidas, objetivos y reclamaciones ambientales nos someten a potenciales responsabilidades por estas divulgaciones y podrían tener otras consecuencias que pueden ser difíciles de predecir, incluyendo sentimientos negativos por parte de inversionistas actuales y potenciales, reguladores u otros grupos. Además, estos nuevos requerimientos de divulgación pueden utilizar diferentes marcos y metodologías de divulgación, incluidos los límites de divulgación, lo que puede aumentar los costos de cumplimiento y el riesgo de fallas en el cumplimiento y puede crear confusión para las partes interesadas.

Adicionalmente, la legislación y regulación relacionada con el control y la reducción de las emisiones de GHG y mitigación del cambio climático está proliferando. Por ejemplo, SB 100 (promulgada en 2018) y SB 1020 (promulgada en 2022) requiere que cada empresa de servicios públicos de electricidad de California, incluyendo SDG&E, obtenga cuando menos el 50% de sus necesidades anuales de energía eléctrica de fuentes de energía renovables para 2026, el 60% para 2030, el 90% para 2035, y el 95% para 2040. La ley estatal también requiere que el suministro de electricidad al por menor de California sea satisfecho con una combinación de recursos elegibles para un programa RPS y carbono cero para el año 2045, sin incrementar las emisiones de carbono en otras partes de la red occidental o permitir el sorteo de recursos, requiere instruye a la CPUC, el CEC, el CARB y otras agencias estatales a incorporar este requerimiento en toda la planificación pertinente. Además, el gobernador de California firmó una orden ejecutiva estableciendo un nuevo objetivo a nivel estatal para lograr la neutralidad de carbón lo antes posible, a

más tardar en 2045, y alcanzar y mantener emisiones negativas netas a partir de entonces. La orden ejecutiva requiere del CARB que atienda este objetivo en futuros planes de diseño, lo cual afecta a varios sectores importantes de la economía de California, incluyendo transporte, agricultura, desarrollo, industria y otros. California ha emitido nuevas iniciativas climáticas en línea con este objetivo estatal, incluyendo dos órdenes ejecutivas que la venta de todos los vehículos de pasajeros sea de cero emisiones para el 2035. Esta u otras leyes y reglas nuevas similares podrían significativamente restringir nuestras operaciones, impactar negativamente la demanda de nuestros servicios, el gas natural que distribuimos y/o la energía que transmitimos y distribuimos, limitar las oportunidades de desarrollo, obligar a realizar cambios costosos o de cualquier otra manera gravosos en nuestras operaciones, o nos podrían de cualquier otra forma afectar de manera materialmente adversa.

Riesgos de la Transición Energética

La transición energética en California y otros lugares, incluyendo objetivos de descarbonización, ha generado incertidumbre sobre el apoyo de los inversionistas a largo plazo, llevando a algunos de ellos a reducir la inversión o desinvertir en nuestro sector. Mantener la confianza de los inversionistas y atraer capitales a un costo competitivo dependerá en parte de que demos nuestro progreso en nuestro plan de acción de apoyar el objetivo de Sempra de tener cero emisiones para 2050 y la intención de SDG&E y SoCalGas de tener cero emisiones para 2045. Nuestra capacidad para alcanzar estos objetivos depende de muchos factores, algunos de los cuales no controlamos, incluyendo leyes, políticas de apoyo energético y decisiones regulatorias; desarrollo, y adopción de combustibles alternativos; investigación y esfuerzos de desarrollo exitosos enfocados en tecnologías de bajas emisiones de carbono que son económica y técnicamente factibles; cooperación de nuestros socios, recursos financieros y contrapartes comerciales; la participación de los clientes en programas de conservación y eficiencia energética, nuestra capacidad de llevar a cabo nuestras inversiones planeadas en nuestra infraestructura y las decisiones y preferencias de nuestros clientes. A pesar de que hemos desarrollado objetivos intermedios y diseñado diversos planes para avanzar en los mandatos de emisiones de GHG y energías renovables de California y nuestras metas energéticas propias, podríamos no tener éxito.

Tenemos que continuar haciendo gastos de capital y recursos humanos para desarrollar e implementar nuevas tecnologías y modernizar sistemas de la red para satisfacer la demanda por energía confiable y de menores emisiones de carbono en California y otros lugares y cumplir nuestra aspiraciones climáticas y aquellas ordenadas por las autoridades aplicables, los cuales podrían no ser recuperables en las tarifas o, con respecto a nuestros negocios de servicios públicos no regulados, podrían no ser trasladados a nuestros clientes. Incluso si dichos costos son recuperables, estos costos acompañados de las inversiones necesarias en seguridad y confiabilidad podrían impactar negativamente la asequibilidad de las tarifas de los clientes de SDG&E y SoCalGas y para nuestros negocios de servicios públicos no regulados, podría causar un incremento de costos a niveles que reduzcan la demanda de clientes y el crecimiento. SDG&E y SoCalGas, así como cualesquiera de nuestros otros negocios afectados por mandatos de emisiones de GHG, también pueden estar sujetos a multas y sanciones si no se cumplen los objetivos obligatorios de energía renovable, y todos nuestros negocios podrían sufrir dificultades atrayendo inversionistas y socios de negocios, daño en sus reputaciones y otros efectos negativos si no cumplimos o si reducimos nuestras metas de emisiones de GHG o si hay puntos de vista negativos acerca de nuestras revelaciones ambientales o práctica ambiental en general.

En caso de ocurrir cualquier de estos riesgos podría tener un efecto adverso y significativo en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Estamos sujetos a requisitos fiscales y contables complejos que nos exponen a riesgos.

Estamos sujetos a requisitos fiscales y contables complejos. Estos requisitos pueden sufrir cambios a nivel federal, estatal, local y en el extranjero, incluyendo la respuesta a condiciones económicas o políticas. El cumplimiento con estos requisitos, incluyendo en caso de cambios a estas o cómo se implementen, interpreten o se hagan cumplir, podría aumentar los costos de operación y podría afectar materialmente adversa la manera en la que conducimos nuestro negocio. Nueva legislación fiscal, regulación u otras interpretaciones o cambios en las políticas fiscales en EE.UU., México o en otros países en los que operemos o hacemos negocios, podría afectar negativamente nuestros gastos fiscales y/o resultados fiscales, y en general nuestros negocios. Cualquier incumplimiento con estos requisitos, podría sujetarnos a multas y sanciones, incluyendo sanciones penales en ciertos casos. En caso de ocurrir cualquiera de estos riesgos podría tener un efecto adverso y significativo en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Podemos ser impactados negativamente por el resultado de litigios u otros procedimientos en los que nos veamos involucrados.

Nuestros negocios están involucrados en diversas demandas, procedimientos de arbitraje vinculante, investigaciones reglamentarias y otros procedimientos. Discutimos los procedimientos pendientes relevantes en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados. Hemos gastado y seguimos gastando cantidades sustanciales de dinero, tiempo y enfoque de empleados y administración en estos juicios y en otros procedimientos. Las incertidumbres inherentes a las demandas y a otros

procedimientos hacen difícil estimar con cualquier grado de certeza el tiempo, los costos y rangos de costos o resultados de estos asuntos. Además, los jurados han demostrado su voluntad de otorgar grandes cantidades, incluyendo daños punitivos, en respuesta a demandas por lesiones personales, responsabilidad objetiva, daños a la propiedad y otras reclamaciones. En consecuencia, los costos reales incurridos han, y podrían continuar, difiriendo materialmente de los importes asegurados o reservados y pueden no ser recuperables, total o parcialmente, del seguro o en las tarifas de los clientes. Cualquiera de lo anterior podría causar daño en nuestra reputación o de otra forma afectar de manera materialmente adversa nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

RIESGOS RELACIONADOS CON SEMPRA CALIFORNIA

Riesgos Operativos

Los incendios forestales en California presentan riesgos a Sempra, SDG&E y SoCalGas.

Aumento y Más Severos Incendios Forestales

En años recientes, California ha experimentado algunos de los incendios más grandes (medidos conforme a acres quemados) en su historia. Las condiciones de sequía frecuentes y severas, cambios inconsistentes y extremos en precipitaciones, cambios en la vegetación, temperaturas cálidas fuera de estación, baja humedad, vientos fuertes y otros factores han aumentado la duración de la temporada de incendios forestales y la intensidad, prevalencia y dificultad de prevención y contención de incendios forestales en California, incluyendo en los territorios en los que SDG&E y SoCalGas dan servicio. Cambios en los patrones climáticos, incluyendo como resultado del cambio climático, podrían exacerbar estas condiciones. Estos incendios forestales podrían poner en peligro la infraestructura eléctrica y de gas natural de SDG&E y SoCalGas y la propiedad de terceros, y resultar en cortes de energía temporales en los territorios en donde SDG&E y SoCalGas prestan servicios. Algunas políticas de uso de tierra local y prácticas de administración forestal de California se han atenuado para permitir la construcción y desarrollo de proyectos residenciales y comerciales en áreas de alto riesgo de incendio, lo cual podría llevar a mayores reclamos de terceros y mayores pérdidas relacionadas con incendios, por las cuales podrían resultar responsables SDG&E o SoCalGas. Cualquiera de dichos incendios forestales en los territorios de SDG&E y SoCalGas (o fuera de estos territorios en caso de que el Fondo Contra Incendios Forestales disminuya materialmente) podrían afectar materialmente adversa los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SDG&E, SoCalGas y Sempra, los cuales discutimos más a fondo más adelante y previamente en este factor de riesgo bajo “Riesgos Relacionados con Todos los Negocios de Sempra – Riesgos Operativos”.

Legislación en Materia de Incendios Forestales

En julio de 2019, la Legislación de Incendios Forestales fue promulgada como ley, la cual discutimos en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados. La norma legal para la recuperación de costos por incendios forestales de la Legislación de Incendios Forestales podría no ser implementada eficazmente o aplicada de forma consistente, podríamos no ser elegibles para el límite de responsabilidad relacionada con incendios forestales de la Legislación de Incendios Forestales si SDG&E no mantiene una certificación anual válida de seguridad del OEIS o cumple con otros requisitos, y/o el Fondo Contra Incendios Forestales podría agotarse debido a reclamos contra el fondo de SDG&E u otros IOUs participantes como resultado de incendios en sus territorios de servicios respectivos, cualquiera de los cuales podría tener un efecto adverso significativo en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra y SDG&E. PG&E ha indicado buscará un reembolso del Fondo Contra Incendios Forestales por pérdidas asociadas con el incendio Dixie, el cual ardió de julio de 2021 a octubre de 2021 y fue reportado como el mayor incendio forestal (medidos conforme a acres quemados) en la historia de California. Además, la Legislación de Incendios Forestales no cambió la doctrina de la condena inversa, que impone responsabilidad objetiva (lo que significa que se puede imponer responsabilidad independientemente de si hubo culpa) sobre cualquier empresa de servicio público cuyo equipo se determine que fue causa de un incendio. En dicho caso, la empresa de servicio público sería responsable por los costos de los daños, incluyendo pérdidas por interrupción de negocio, intereses y honorarios de abogados, aun si la empresa de servicio público no es encontrada como negligente. En el pasado, la CPUC ha negado la recuperación de costos incurridos como resultado de la doctrina de condena inversa. La doctrina de la condena inversa tampoco es exclusiva de otras teorías de responsabilidad, como negligencia, en cuyo caso podrían imponerse responsabilidades adicionales, tales como supresión de fuego, costos de limpieza y evacuación, gastos médicos, y lesiones personales, daños punitivos y otros. No podemos predecir el impacto de la Legislación de Incendios Forestales en la capacidad de SDG&E para recuperar los costos y gastos si se determina que el equipo de SDG&E sea la causa de un incendio, y específicamente en el contexto de la aplicación de la condena inversa.

Recuperación de Costos a través de Seguros o Tarifas

Como resultado de la doctrina de condena inversa de California, pérdidas sustanciales registradas por las compañías de seguros, y un mayor riesgo de incendio forestal, se ha vuelto más difícil y costoso obtener coberturas de seguro por incendios forestales que podrían ser causados por SDG&E (o, en menor medida, SoCalGas). Si estas condiciones continúan o empeoran, los seguros por responsabilidad de incendios forestales podrían dejar de estar disponibles o podrían volverse prohibitivamente costosos, y se nos podría negar recuperar los aumentos en el costo de seguro a través del proceso reglamentario. Además, el seguro por incendios forestales podría no ser suficiente para cubrir todas las pérdidas en las que podríamos incurrir, o podría no estar disponible para cubrir el seguro primario por \$1.0 mil millones de dólares requerido por la Legislación de Incendios Forestales. No podemos predecir si podremos ser capaces de recuperar los montos de cualesquier pérdidas no aseguradas a través de tarifas o del Fondo Contra Incendios Forestales. Una pérdida que no se encuentre totalmente asegurada, no está suficientemente cubierta por el Fondo Contra Incendios Forestales y/o que no pueda recuperarse mediante tarifas a clientes, podría afectar materialmente adversa los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra, y de SDG&E y SoCalGas o de ambos.

Esfuerzos para Mitigar los Incendios Forestales

Aunque gastamos recursos significativos en medidas diseñadas para mitigar los riesgos por incendios forestales, estas medidas podrían ser ineficaces en prevenir incendios forestales o reducir nuestras pérdidas relacionadas con incendios forestales, y sus costos podrán no ser totalmente recuperables en tarifas. SDG&E está obligada por la ley en California a presentar planes de mitigación de incendios forestales para aprobación de OEIS y podrán estar sujetas a riesgos incrementales si estos planes no fueran aprobados de manera oportuna o si las medidas establecidas en los planes no se implementan de manera efectiva, así como a la imposición de multas o sanciones por cualquier incumplimiento con los planes aprobados. Una de nuestras estrategias mitigar incendios forestales es dejar de energizar algunos circuitos por seguridad cuando exista riesgo relacionado al clima de ignición de incendios. Dichos “cortes de energía de seguridad pública” han sido sujeto a escrutinio por varias partes interesadas, incluyendo clientes, reguladores y legisladores, lo cual podría aumentar el riesgo de responsabilidad por daños asociados con estos eventos. Dichos costos podrían no ser recuperables en tarifas. Los costos no recuperables, legislación o regulación adversa, escrutinio por partes interesadas, medidas ineficientes de mitigación de incendios forestales u otros efectos negativos asociados con estos esfuerzos podrían afectar materialmente adversa los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra y SDG&E.

La industria de la electricidad está experimentando cambios significativos, incluyendo un mayor despliegue de DER, estándares de servicios de adquisición que evolucionan, y avances tecnológicos y desarrollos políticos y regulatorios.

Las empresas de servicios eléctricos de California están experimentando un despliegue creciente de DER, tales como la generación de energía solar, el almacenamiento de energía y la eficiencia energética y las tecnologías de administración de la demanda, y los objetivos de política ambiental de California están acelerando el paso y alcance de estos cambios. Este crecimiento de DER va a requerir mayor modernización de la red eléctrica para, entre otras cosas, adaptar el aumento de los flujos de electricidad de dos vías y aumentar la capacidad de la red para interconectar estos recursos. Además, alcanzar los objetivos de energía limpia de California requerirá inversiones sostenidas en la modernización de la red de transmisión y distribución, proyectos de integración renovables, programas de eficiencia energética, opciones de almacenamiento de energía, sistemas operativos y de administración de información, e infraestructura de vehículos eléctricos y almacenamiento de energía. El crecimiento de las alternativas de almacenamiento de energía de terceros y de otras tecnologías también podrían competir cada vez más con la infraestructura de transmisión y distribución tradicional de SDG&E para proveer electricidad a los clientes. Ciertos proyectos de transmisión en desarrollo de FERC están abiertos a la competencia, permitiendo que desarrolladores independientes compitan con compañías de servicios públicos titulares para la construcción y operación de instalaciones de transmisión. La CPUC está llevando a cabo varios procedimientos en relación con DER, incluyendo la evaluación de programas especiales y pilotos; cambios en la planeación y operación de la red eléctrica para prepararse para una mayor penetración de los DER; futuras modernizaciones de la red e inversiones en la red; el diferimiento de las inversiones tradicionales de la red por los DER; y aclarar el papel del operador de la red de distribución eléctrica. Estos procedimientos y los cambios más amplios en la industria eléctrica de California podrían resultar en nuevas regulaciones, políticas y/o cambios operativos que podrían afectar materialmente adversa los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SDG&E y Sempra.

La mayoría de los clientes de SDG&E reciben el servicio de adquisición de electricidad de una entidad que preste servicios de carga que no sea SDG&E a través de programas como CCA y DA. CCA sólo está disponible si una jurisdicción local (ciudad o condado) del cliente ofrece dicho programa, como es el caso con la Ciudad de San Diego y ciertas otras jurisdicciones en el territorio de SDG&E, y DA está limitado actualmente por un límite basado en gigawatt horas. Como resultado de que los clientes elijen los servicios de CCA y DA, los compromisos históricos de adquisición de energía de SDG&E para futuras entregas

exceden las necesidades del resto de sus clientes en paquete. Para ayudar a conseguir el objetivo de indiferencia de quien paga las tasas (ya sea que la energía de los clientes sea provista por SDG&E o por CCA o DA), la CPUC revisó el marco regulatorio de Ajuste de Indiferencia de Carga de Energía. El objetivo de este marco regulatorio es ayudar a asegurar que las obligaciones de costos de transmisión sean compartidas más equitativamente entre los clientes atendidos por SDG&E y los clientes ahora atendidos por CCA y DA. Si el marco regulatorio o los mecanismos designados para conseguir la indiferencia de quien paga no funcionan como se pretende, si la ley cambia, o si la ley no es interpretada o no se ejecuta como es esperado, los clientes de paquete restantes de SDG&E podrían experimentar grandes aumentos en las tarifas de los costos de los productos básicos en virtud de los compromisos contraídos en nombre de los clientes de CCA y DA antes de su partida, o si todos dichos costos no son recuperables a través de tarifas, SDG&E podría experimentar aumentos significativos en sus costos no recuperables de materias primas. Cualquiera de dichos resultados podría tener un efecto adverso significativo en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SDG&E y Semptra.

El gas natural ha sido objeto de cada vez más debate político y público, incluido el deseo de algunos de eventualmente reducir o eliminar la dependencia del gas natural como fuente de energía.

Algunos legisladores de California y otras partes interesadas han expresado el deseo de limitar o eliminar la dependencia en el gas natural como fuente de energía al abogar por un mayor uso de electricidad y electrificación renovable. Reducir las emisiones de metano se ha convertido también en el enfoque principal de ciertas dependencias locales, estatales y federales, resultando en legislación, regulación, políticas y mandatos aprobados o propuestos para prohibir o restringir el uso de gas natural en edificios nuevos, electrodomésticos y otros usos. Estas acciones podrían tener el efecto de reducir el uso de gas natural en el tiempo.

CARB, el principal regulador de California para los programas de reducción de emisión de GHG, ha propuesto reducir la demanda de gas natural mediante las medidas de descarbonización de edificios (por ejemplo, estándares de cero emisiones para calentadores ambientales y de agua) o legislación para requerir el aumento de generación de energía renovable. Adicionalmente, los requerimientos del Título 24 de la CEC ordenan que las nuevas construcciones incluyan edificios preparados para electricidad y tecnologías de calor a partir de 2023.

La CPUC tiene en curso un procedimiento que busca establecer un proceso estatal para ayudar a las empresas de servicios público a planear apropiadamente portafolios de gas natural ya que se espera que el uso de gas natural se espera que cambie y se espera que el consumo general disminuya. Esto incluye una nueva Orden General que requiere aprobaciones específicas por sitio para ciertos proyectos de infraestructura de gas. La CPUC podría continuar promulgando medidas para reducir la demanda de gas natural (tales como programas de eficiencia energética más agresivos), promover la sustitución de combustible (tales como la sustitución de electrodomésticos de gas natural por electrodomésticos eléctricos), y ordenar otras modificaciones en los pedidos (tales como su decisión de eliminar el otorgamiento de subsidios para líneas de gas en nuevas solicitudes presentadas en o después del 1 de julio de 2023).

Una reducción sustancial en, o la eliminación del, gas natural en California, sin una recuperación adecuada de inversión podría resultar en incluyendo el deterioro de algunos o todos los activos de la infraestructura de gas natural de SoCalGas y SDG&E si no se permitiera cambiar su propósito para combustibles alternativos, cuando requieran ser depreciados de forma acelerada o fueran a volverse obsoletos, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SoCalGas, SDG&E y Semptra.

SDG&E podría incurrir en costos significativos y responsabilidades como resultado de su propiedad parcial en una terminal nuclear que está siendo retirada de servicio.

SDG&E tiene una participación del 20% en SONGS, lo cual discutimos en la Nota 15 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados. SDG&E y cada uno de los demás propietarios de SONGS son responsables de financiar su parte de los gastos de la terminal y gastos de capital, incluyendo aquellos relacionados a las actividades de desmantelamiento. Aunque la terminal está siendo desmantelada, la propiedad de SDG&E sobre SONGS continúa sujetándola a riesgos, incluyendo:

- la posible liberación de material radioactivo
- los posibles efectos nocivos del funcionamiento previo de la terminal
- limitaciones en los seguros disponibles comercialmente para cubrir las pérdidas asociadas con la operación y desmantelamiento de la terminal
- incertidumbres con respecto a los aspectos tecnológicos y financieros del desmantelamiento de la terminal

SDG&E mantiene los SONGS NDT para proporcionar fondos para el desmantelamiento nuclear. Por lo general, los activos fiduciarios han sido invertidos en títulos de deuda y capital, que están sujetos a fluctuaciones en el mercado. Una disminución en el valor de mercado de los activos fiduciarios, un cambio adverso en la legislación relativa a los requisitos de financiamiento para los fideicomisos de desmantelamiento, o cambios en los presupuestos o proyecciones relacionados con las fechas de

desmantelamiento, tecnología y costo laboral, materiales y equipo debido a presiones inflacionarias o de otro tipo, podría aumentar los requisitos de financiamiento de dichos fideicomisos, cuyos costos pueden no ser totalmente recuperables en tarifas. Además, se requiere la aprobación de la CPUC para hacer retiros de NDT, y la aprobación de la CPUC para ciertos gastos puede ser negada si la CPUC determina que los gastos no son razonables. Además, el desmantelamiento podría ser significativamente más caro de lo actualmente anticipado y, por lo tanto, los costos del desmantelamiento pueden superar las cantidades en el NDT. La tasa de recuperación por excesos requeriría la aprobación de la CPUC, lo que puede no ocurrir.

En caso de ocurrir cualquiera de estos eventos podría resultar en una reducción en nuestra recuperación esperada y podría tener un efecto adverso significativo en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SDG&E y Sempra.

Riesgos Legales y Reglamentarios

SDG&E y SoCalGas están sujetos a una extensa regulación.

Tarifas y Otros Asuntos Financieros

La CPUC regula las tarifas de los clientes de SDG&E y SoCalGas, a excepción de las tarifas de transmisión eléctrica de SDG&E que son reguladas por la FERC, y las condiciones de servicio. La CPUC también regula las ventas de valores, tasas de rendimiento, estructura de capital, tasas de depreciación, adquisición de recursos a largo plazo y otros asuntos financieros en distintos procedimientos de establecimiento de tarifas de SDG&E y SoCalGas. La CPUC aprueba periódicamente las tarifas de los clientes de SDG&E y SoCalGas con base en los gastos de capital autorizados, los costos operativos, incluidos los impuestos sobre la utilidad, y una tasa autorizada de rendimiento de las inversiones mientras incorpora un marco de toma de decisiones basado en el riesgo, así como algunas liquidaciones con terceros. El resultado de los procedimientos de establecimiento de tarifas puede verse afectado por varios factores, muchos de los cuales no están bajo nuestro control, incluido, el nivel de oposición de las partes interesadas; cualquier rechazo de la CPUC de liquidaciones con terceros; niveles crecientes de revisión reglamentaria; cambios en el entorno político, reglamentario o legislativo; y las opiniones de los reguladores, clientes y otras partes interesadas. Estos procedimientos de establecimiento de tarifas incluyen decisiones sobre programas importantes en los que SDG&E y SoCalGas realizan inversiones significativas bajo un marco aprobado por CPUC, tales como los programas de mitigación de incendios forestales y mejora de integridad y seguridad de ductos y almacenamiento, pero esas inversiones pudieran seguir sujetas a una presentación a CPUC o revisión de razonabilidad basado en normatividad potencialmente poco clara u otros factores conforme se describe adelante que pueda resultar en el rechazo de los costos incurridos. SDG&E y SoCalGas también pueden estar obligados a realizar inversiones e incurrir en costos para cumplir con los requisitos legales y reglamentarios propuestos e iniciativas, incluyendo aquellos relacionados con los objetivos y políticas climáticas de California, y la capacidad para recuperar estos costos e inversiones puede depender de la forma final de los requisitos legislativos o reglamentarios y los mecanismos de determinación de tarifas correspondientes. La recuperación puede retrasarse y/o ser insuficiente si el mecanismo de establecimiento de tarifas aplicable implica un desfase de tiempo significativo entre el momento en que se incurre en costos y el momento en que esos costos se recuperan en las tarifas o si hay diferencias materiales entre los costos autorizados implícitos en las tarifas (que se establecen sobre una base prospectiva) y los costos reales incurridos. Los retrasos también pueden derivar del proceso administrativo o la CPUC puede negar la recuperación por completo sobre la base que los costos no fueron razonable o incurridos prudentemente o por otras razones, tales como la capacidad de pago del cliente. Incluso siendo recuperables, invertir para el apoyo de los requisitos regulatorios y la demanda de energías con menor carbono y confiables en California y en la seguridad y confiabilidad necesaria al mismo tiempo, puede impactar negativamente la asequibilidad de las tarifas de los clientes de SDG&E y SoCalGas, y sus resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones y los de Sempra.

Además, un procedimiento de costo de capital de CPUC cada tres años determina la estructura de capital autorizada de las empresas de servicios públicos y las tasas de rendimiento, y el CCM aplica en los años intermedios y considera cambios en los costos de capital basados en cambios en las tasas de intereses para cada periodo de 12 meses terminados el 30 de septiembre (el periodo de medición), sujeto a aprobación regulatoria. De forma alternativa, SDG&E y SoCalGas pueden presentar una solicitud de costo de capital para que se determine su costo de capital sin el CCM en un año intermedio en el que un evento extraordinario o catastrófico impacte materialmente su costo de capital y afecte a las empresas de servicios públicos de forma diferente del mercado en su conjunto. Cualquiera de dichos cambios de tarifa debido a un detonante de disminución del CCM o el rechazo de la CPUC de un detonante automático de aumento del CCM podría tener un efecto material adverso en el resultado de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra. Discutimos el CCM en la “Parte I – Punto 1. Negocio – Mecanismos para Establecer Tarifas – Sempra California – Procedimientos de Costo de Capital” y en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

El FERC regula las tarifas de transmisión eléctrica, la transmisión y venta al por mayor de electricidad en el comercio interestatal, el acceso a la transmisión, las tasas de rendimiento de las inversiones en activos de transmisión eléctrica y otros asuntos similares relacionados con SDG&E. Estos mecanismos de fijación de tarifas están sujetos a muchos riesgos similares a aquellos descritos arriba en relación con los procedimientos de fijación de tarifas de la CPUC.

Facultades de CPUC Sobre Asuntos Operativos

Nuestras operaciones están sujetas a reglas de la CPUC (y reglas similares de la FERC), usualmente referidas como “reglas afiliadas”, relacionadas con transacciones entre SDG&E, SoCalGas y otros negocios de Sempra. Estas reglas impactan principalmente las operaciones de mercado y actividades de publicidad que involucren suministro y capacidad de transmisión, incluyendo ventas u otros intercambios de gas natural o electricidad entre SDG&E y SoCalGas y Sempra y sus afiliadas. Estas reglas, así como cualquier modificación a estas reglas o su interpretación o reglas adicionales más restrictivas de la CPUC o la FERC relacionadas con transacciones con afiliadas, podrían tener un efecto materialmente adverso en nuestras operaciones y, en consecuencia, en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Adicionalmente, la CPUC tiene autoridad reglamentaria relacionada con, estándares y prácticas de seguridad, fiabilidad y planificación, condiciones competitivas y una amplia gama de otros asuntos operativos, incluyendo los programas de citación y cumplimiento relacionados con asuntos como actividades de seguridad, prácticas de desconexión y facturación, adecuación de recursos y cumplimiento ambiental. Muchos de estos estándares y programas de citación y cumplimiento son cada vez más estrictos y pudieran sujetar a una empresa de servicios públicos a sanciones significativas y multas, así como mayores costos de operación. La CPUC realiza revisiones y auditorías de los asuntos bajo su autoridad y podría iniciar investigaciones o procedimientos abiertos a su discreción, cuyos resultados podrían incluir citaciones, desautorizaciones, multas y sanciones, así como acciones correctivas o de mitigación para atender cualquier incumplimiento, cualquiera de los cuales podría no ser suficientemente financiada por las tarifas del cliente o en absoluto. En caso de ocurrir cualquiera de estos eventos podrían tener un efecto materialmente adverso en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SDG&E, SoCalGas y Sempra.

Discutimos varios procedimientos de la CPUC relacionados con SDG&E y SoCalGas en las Notas 4 y 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Cambios Reglamentarios e Influencia de Otras Organizaciones

SDG&E, SoCalGas y Sempra pueden verse materialmente adversa afectados por revisiones o reinterpretaciones de leyes, reglamentos, decisiones, órdenes o interpretaciones, ya sea existentes o nuevas, de la CPUC, la FERC u otras entidades reglamentarias, cualquiera de los cuales podría cambiar la forma en que operan SDG&E y SoCalGas, afecta su capacidad para recuperar varios costos a través de tarifas o mecanismos de ajuste, requerirles que incurra en gastos adicionales o de cualquier otra forma afecta materialmente adversa los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

SDG&E y SoCalGas también se ven afectadas por numerosos grupos de defensores, incluyendo la Oficina de Defensa Pública de California (*California Public Advocates Office*), la Red de la Reforma de Servicios Públicos (*The Utility Reform Network*), la Red de Acción de los Clientes de Servicios Públicos (*Utility Consumers' Action Network*) y el Club Sierra. Cualquier éxito de cualquiera de estos grupos en influir directa o indirectamente a legisladores y reguladores podría tener un efecto materialmente adverso en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SDG&E, SoCalGas y Sempra.

SoCalGas ha incurrido y puede continuar incurriendo en costos, gastos y otras responsabilidades importantes relacionadas con la Fuga.

Del 23 de octubre de 2015 hasta el 11 de febrero de 2016, SoCalGas experimentó una Fuga, que discutimos en la Nota 16 de las Notas a nuestros Estados Financieros Consolidados.

Litigios

En septiembre de 2021, SoCalGas y Sempra celebraron un convenio con asesores para resolver aproximadamente 390 demandas incluyendo aproximadamente 36,000 demandantes (los Demandantes Individuales) en ese momento pendientes contra SoCalGas y Sempra relacionadas con la Fuga por el pago de hasta \$1.8 mil millones de dólares. Más del 99% de los Demandantes Individuales participaron y presentaron dispensas válidas, y SoCalGas pagó \$1.79 mil millones de dólares en 2022 bajo este acuerdo. Los Demandantes Individuales que no participaron en el acuerdo (los Demandantes Individuales No Liquidados) pueden continuar con la persecución de sus demandas. Al 20 de febrero de 2024, hay aproximadamente 100 Demandantes Individuales No Liquidados restantes. Adicionalmente, al 20 de febrero de 2024, se han presentado nuevas demandas relacionadas con la Fuga por parte de aproximadamente 413 nuevos demandantes en contra de SoCalGas y Sempra desde el acuerdo de septiembre de

2021. Estos litigios buscan daños punitivos y compensatorios, daño a propiedad y disminución de valor de propiedad, medidas cautelares y penas civiles. Se pueden presentar litigios adicionales contra nosotros relacionados con la Fuga o nuestra respuesta a la misma. Los costos para la defensa, conciliación, o la resolución de otro modo de las demandas pendientes o cualquier nuevo litigio, podrían afectar materialmente adversa los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SoCalGas y Sempra. Discutimos los riesgos relacionados con los litigios anteriores en los “Riesgos Relacionados con Todos los Negocios de Sempra – Riesgos Legales y Reglamentarios” y en el factor de riesgo adelante “Impactos Contables y Otros”.

Operaciones y Confiabilidad del Almacenamiento de Gas Natural

En febrero de 2017, la CPUC abrió el procedimiento SB 380 OII para determinar la viabilidad de minimizar o eliminar el uso de la instalación de almacenamiento de gas natural del Aliso Canyon, manteniendo la confiabilidad energética y eléctrica de la región, incluyendo analizar medios alternativos para cumplir o evitar la demanda por los servicios en la instalación si fuera eliminada.

Si la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon se cerrara permanentemente, o si los flujos de efectivo futuros de su operación fueran insuficientes para recuperar su valor en libros, podríamos registrar un deterioro de la instalación, que podría ser material, incurrir en costos significativamente más altos de lo esperado y/o requerir hacer gastos de capital adicionales significativos (cualesquiera de ellos o todos podrían no ser recuperables en tarifas), y la confiabilidad del gas natural y la generación eléctrica podrían verse comprometidas. Cualesquiera de dichos resultados podrían tener un efecto materialmente adverso en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SoCalGas y Sempra.

Impactos Contables y Otros

Al 31 de diciembre de 2023, \$31 millones de dólares están acumulados en Reserva para Costos de Aliso Canyon y \$2 millones de dólares están acumulados en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Generales Consolidados de SoCalGas y Sempra. Estos acumulados no incluyen ningún monto excedente de lo que razonablemente se ha estimado para resolver ciertos asuntos que se describen en “Litigios” arriba, ni cualquier monto que pueda ser necesario para resolver litigios inminentes, otros potenciales litigios u otros costos. No podemos estimar razonablemente posibles pérdidas o el rango de posibles pérdidas que superen los montos devengados que podrían ser significativos y podrían tener un efecto adverso significativo en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SoCalGas y Sempra.

Cualquier fracaso de la CPUC para reformar adecuadamente la estructura de tarifas de electricidad de SDG&E, podría tener un impacto negativo en SDG&E y Sempra.

El programa NEM es un mecanismo de tarifas de facturación eléctrica diseñado para promover la instalación de generación renovable in situ (principalmente instalaciones solares) para clientes residenciales y comerciales. Dependiendo de cuando se instale la generación in situ, los clientes NEM reciben una tarifa minorista completa o una tarifa minorista reducida por la energía que generan, pero no utilizan, y que se aporta a la red eléctrica de la empresa, y resulta en que estos clientes no paguen su parte proporcional del costo de mantener y operar el sistema de transmisión y distribución eléctrica, sujeto a ciertas excepciones, pero siguen recibiendo electricidad del sistema cuando su autogeneración es inadecuada para satisfacer sus necesidades de electricidad. Mientras que más y mayores clientes cambian a NEM y generan energía propia, aumenta la carga remanente sobre los clientes restantes y aumenta aún más la presión de la tarifa sobre los clientes remanentes que no participan en NEM.

La actual estructura de tarifas residenciales eléctricas en California se basa principalmente en el volumen de consumo, lo que impone una carga de tarifas más alta a los clientes con mayor uso de energía eléctrica, al tiempo que subsidia a los clientes de menor uso. En diciembre de 2023 se estableció una nueva Facturación Tarifaria Neta para clientes que interconectan su generación renovable in situ calificada después de abril de 2023. La nueva Facturación Tarifaria Neta revisó la estructura NEM para nuevos clientes con una tarifa minorista de compensación de exportación que se alinea de mejor manera con el valor provisto a la red por sistemas de generación de energía no medidos y tarifas minoristas de importación que fomentan la electrificación y adopción de sistemas solares con almacenamiento. La nueva Facturación Tarifaria Neta está diseñada para compensar a los clientes por el valor de sus exportaciones a la red basado en costos evitados. Adicionalmente, en respuesta a la legislación de California adoptada en 2022, la CPUC ha iniciado un proceso legislativo para reestructurar ampliamente la forma en que los costos fijos con cobrados, dejando los cargos únicamente volumétricos e incorporando cargo fijo graduado por ingresos para tarifas residenciales no pagadas. La intención de dicho cargo fijo es establecer una estructura de tarifas que permita a los servicios públicos cobrar una mayor parte de sus costos fijos sobre una base no volumétrica, alcanzar los objetivos climáticos del estado mediante electrificación de uso final y proveer un diseño de tarifas más costeable en promedio para clientes de menores ingresos. Esperamos la decisión de la CPUC adoptando el cargo fijo para julio de 2024 con una implementación tan pronto como la segunda mitad del 2025. Dependiendo de la efectividad de la nueva Facturación Tarifaria Neta y cargos fijos, que son inciertas, el riesgo asociado con la tarifa NEM existente y diseño de tarifa podría continuar o aumentar.

SDG&E cree que el establecimiento de un cargo independiente del volumen de consumo para los clientes residenciales puede volverse más crítico para ayudar a distribuir las tarifas entre todos los clientes que dependen del sistema de transmisión y distribución eléctrica, incluidos los que participan en el programa NEM. La ausencia de un cargo independiente del volumen de consumo, junto con el aumento continuo de la instalación solar y otras formas de autogeneración y DER, así como las iniciativas de eficiencia energética que también podría reducir los volúmenes entregados, podría afectar negativamente las tarifas de electricidad y la confiabilidad del sistema de transmisión y distribución eléctrica. Cualquiera de dichos efectos podría someter a SDG&E a niveles más altos de insatisfacción del cliente, mayor probabilidad de incumplimiento de la CPUC u otras normas operativas o de seguridad, y el aumento de los riesgos asociados a cualquier incumplimiento, como se analiza previamente, así como los costos incrementados, incluyendo adquisición de energía, los costos operativos y de capital, y posible rechazo la recuperación costos.

Si la CPUC no reforma adecuadamente la estructura tarifaria residencial de SDG&E para lograr mejores tarifas eléctricas razonables y basadas en costos que sean competitivas con fuentes alternativas de energía y adecuadas para mantener la fiabilidad del sistema de transmisión y distribución eléctrica, tal fracaso podría tener un efecto materialmente adverso en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SDG&E.

RIESGOS RELACIONADOS CON SEMPRA TEXAS UTILITIES

Riesgos Operativos y Estructurales

Ciertas medidas de separación de negocios, mecanismos de gobierno corporativo y compromisos limitan nuestra capacidad de influir en la administración, operaciones y las políticas de Oncor.

Se han adoptado varias medidas de separación de negocios y mecanismos de gobierno y compromisos que crean una separación legal y financiera entre Oncor Holdings, Oncor y sus subsidiarias, por un lado, y Sempra y sus afiliadas y subsidiarias, por otro. Estas medidas están diseñadas para mejorar la separación de Oncor de sus propietarios y mitigar el riesgo de que Oncor se vea afectado negativamente en caso de quiebra u otros acontecimientos financieros adversos que afecten a sus propietarios. Estas medidas nos sujetan y a Oncor a diversas restricciones, incluyendo:

- siete miembros del consejo de administración de 13 personas de Oncor deberán ser consejeros independientes en todos los aspectos materiales según las reglas del NYSE en relación con Sempra y sus afiliadas y cualquier otro propietario de Oncor, y tampoco deberán tener relación significativa alguna con Sempra o sus afiliadas o con cualquier otro propietario actual o dentro de los 10 años anteriores; de los seis consejeros restantes, dos deberán ser designados por Sempra, dos deberán ser designados por el propietario minoritario de Oncor, TTI, y dos deberán ser funcionarios actuales o anteriores de Oncor
- Oncor no pagará dividendos u otras distribuciones (excepto por pagos fiscales contractuales) si (i) la mayoría de los consejeros independientes de Oncor o cualquiera de los consejeros designados por TTI determina que está en el mejor de los intereses de Oncor retener tales cantidades; para cumplir con requerimientos en el futuro esperados, (ii) el pago causa que la razón de deuda-capital de Oncor exceda la razón de deuda-capital aprobada por la PUCT, o (iii) a menos que la PUCT permita lo contrario, la calificación crediticia por deuda senior garantizada de Oncor por cualquiera de las Agencias de Calificación Crediticia cae por debajo de BBB (o Baa2 para Moody's)
- debe haber ciertas “medidas de separación” que se mantengan para reforzar la separación legal y financiera de Oncor de Sempra, incluyendo el requisito de que las relaciones entre Oncor y Sempra o las afiliadas de Sempra (distintas a Oncor Holdings y sus subsidiarias) deben ser en condiciones del mercado, limitaciones a las transacciones con afiliadas y la prohibición de gravar activos o partes sociales de Oncor para cualquier entidad que no sea Oncor
- una mayoría de los consejeros independientes de Oncor y los consejeros designados por TTI que están presentes y voten (con al menos uno requerido a estar presente y votar) deben aprobar cualquier presupuesto anual o multianual si el monto agregado de los gastos de capital u O&M en el presupuesto difiere por más del 10% con respecto a los montos correspondientes en el presupuesto para el ejercicio fiscal precedente o periodo multianual, según corresponda

Como resultado de estas medidas, no controlamos Oncor Holdings u Oncor, y tenemos una capacidad limitada para dirigir la administración, las operaciones y las políticas de Oncor Holdings y Oncor, incluido el despliegue o disposición de sus activos, declaraciones de dividendos u otras distribuciones, planificación estratégica y otros asuntos importantes. Además, todos los consejeros de Oncor, incluidos los consejeros que hemos designado, tienen una autonomía considerable y tienen el deber de actuar en el mejor interés de Oncor de conformidad con la separación de negocios aprobada y la ley de Delaware, que puede en algunos casos ser contrarios a nuestros intereses. En la medida en que los consejeros aprueben o que Oncor lleve a cabo acciones que no sean en nuestro interés, nuestros resultados de operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o las proyecciones pueden verse afectados de manera materialmente adversa.

Riesgos Relacionados con la Industria

Los cambios en la regulación de Oncor o la regulación u operación de la industria de servicios eléctricos, y/o del mercado ERCOT, podrían afectar negativamente a Oncor.

Oncor opera en la industria de servicios eléctricos y como resultado, está sujeto a muchos de los mismos o riesgos similares que Sempra California como describimos anteriormente bajo “Factores de Riesgo Relacionados con Sempra California”, particularmente en relación con la regulación federal, estatal y local de autoridades legislativas y regulatorias relacionadas con tarifas y otros asuntos financieros, así como asuntos operativos. Oncor opera en el mercado ERCOT. En ERCOT las tarifas son establecidas por la PUCT basado en un año histórico de prueba y, como resultado, las tarifas que Oncor está autorizada a cobrar generalmente no coincidirán exactamente con sus costos en cualquier momento y no hay garantía de que será capaz de recuperar en tiempo o completamente sus costos actuales y/u obtener el rendimiento total de su capital invertido. Además, los niveles de recuperación aprobados podrían ser significativamente menores que los niveles solicitados, y el tiempo aprobado para recuperación podría diferir de los tiempos propuestos. Además de las solicitudes para recuperar sus costos, los procedimientos de tarifas de Oncor pueden contener otras solicitudes. La falta de aprobación de sus solicitudes en cualquier procedimiento de tarifas podría impactar adversamente a Oncor, lo cual podría afectarnos adversamente a nosotros, y dichos impactos podrían ser materiales.

Los costos y cargas asociados con el cumplimiento de los diversos requisitos reglamentarios y legales a los cuales Oncor está sujeto a nivel federal, estatal y local y el ajuste del negocio y las operaciones de Oncor en respuesta a desarrollos legislativos y regulatorios, incluyendo cambios en ERCOT, y cualquier multa o sanción que pudiera resultar de cualquier incumplimiento, pueden tener un efecto materialmente adverso en Oncor. Adicionalmente, la insuficiencia de capacidad eléctrica en ERCOT o cambios significativos en ERCOT o en la estructura de mercado de ERCOT que impacten los servicios públicos de transmisión y distribución, incluyendo requisitos regulatorios o supervisión adicional, podrían afectar de manera materialmente adversa a Oncor. Además, las actividades legislativas, regulatorias, de mercado o de la industria podrían afectar negativamente la cobranza y los flujos de efectivo de Oncor y poner en peligro la previsibilidad de las ganancias de los servicios públicos. Por ejemplo, la PUCT ha instituido varios proyectos revisando el marco regulatorio relacionado con DER y otras tecnologías no tradicionales. Mientras que el uso de DER continúa creciendo, las decisiones reglamentarias relacionadas, incluyendo respecto de las reglas del mercado ERCOT y transmisión y distribución, la capacidad de las empresas de servicios públicos para invertir en soluciones de transmisión de electricidad no tradicional, podría impactar adversamente los ingresos y operaciones de Oncor. Si Oncor no responde exitosamente a los cambios legislativos, regulatorios, de mercado o desarrollos de industria aplicables, Oncor podría sufrir un deterioro en sus resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Riesgos Financieros

Oncor podría tener necesidades de liquidez que podrían requerir inversiones adicionales.

El negocio de Oncor es intensivo en capital, con un gasto de capital esperado significativo e incremental en futuros periodos, y depende del financiamiento externo como una fuente importante de liquidez para sus requerimientos de capital. En el pasado, Oncor ha financiado muchas de sus necesidades de efectivo con operaciones y con el producto de la deuda, pero estas fuentes de capital pueden no ser adecuadas o estar disponibles a precios razonables o en términos razonables en el futuro. Debido a que nuestros compromisos con la PUCT nos prohíben realizar préstamos a Oncor, podemos optar por realizar aportaciones de capital a Oncor si no cumple con sus requerimientos de capital o si no puede acceder al capital suficiente de otras fuentes para financiar sus necesidades continuas. Cualquiera de estas inversiones podría ser sustancial, reduciría el efectivo disponible para nosotros para otros fines, podría no recuperarse y podría aumentar nuestro endeudamiento, cualquiera de los cuales podría afectar de manera materialmente adversa nuestros resultados de operación, condición financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Sempra podría incurrir en importantes obligaciones fiscales si se considera que la escisión de 2016 de la EFH de Vistra está sujeto a impuestos.

Como parte de sus procesos en curso de quiebra, en 2016, EFH distribuyó todas las acciones comunes en circulación de su subsidiaria Vistra Energy Corp. (anteriormente TCEH Corp. y denominada en este documento como Vistra) a ciertos acreedores de TCEH LLC (la escisión), y Vistra se convirtió en una empresa independiente, que cotiza en bolsa. La escisión de Vistra de EFH tenía la intención de calificar para un tratamiento parcialmente libre de impuestos a EFH y sus accionistas bajo las secciones 368(a)(1)(G), 355 y 356 del Código de Impuestos Internos de EE.UU. de 1986 (según sea modificado) (denominado colectivamente el Tratamiento Fiscal Pretendido). En relación con la escisión y como condición para la misma, EFH recibió una carta privada del IRS respecto a ciertas cuestiones relacionadas con el Tratamiento Fiscal Pretendido, así como las opiniones fiscales de los abogados de EFH y Vistra respecto a ciertos aspectos de la escisión no cubiertos por la decisión por carta privada.

En relación con la firma y el cierre de la fusión de EFH con una subsidiaria indirecta de Sempra (la Fusión), EFH solicitó y recibió una carta privada complementaria del IRS y Sempra y EFH recibieron opiniones fiscales de sus respectivos abogados que, en general, establecen que la Fusión no afectará las conclusiones alcanzadas en, respectivamente, la resolución de la carta privada del IRS y las opiniones fiscales emitidas con respecto a la escisión descrita anteriormente. De manera similar a la decisión de la carta privada del IRS y las opiniones emitidas con respecto a la escisión, la decisión de la carta privada complementaria es generalmente vinculante para el IRS y cualquier opinión emitida con respecto a la Fusión se basa en declaraciones y suposiciones fácticas, así como en ciertos compromisos, asumidos por Sempra y EFH. Si tales declaraciones y suposiciones son falsas o incompletas, dichos compromisos no se cumplen, o los hechos en los que se basan la resolución de cartas privadas suplementarias del IRS o las opiniones fiscales (que no afectarán la posición del IRS en las transacciones) son diferentes de los hechos reales relacionados con la Fusión, las opiniones fiscales y/o el dictamen de la carta privada complementaria pueden no ser válidos y, podrían ser impugnados por el IRS. Aunque Sempra Texas Holdings Corp. tendría derechos de apelación administrativa si el IRS invalidara su decisión de carta privada y/o su decisión de carta privada complementaria, incluido el derecho a impugnar cualquier posición adversa del IRS en la corte, cualquier apelación de este tipo estaría sujeta a incertidumbres y podría fallar. Si finalmente se determina que la Fusión causó que la escisión no calificara para el Tratamiento Fiscal Pretendido, Sempra, a través de su propiedad de Sempra Texas Holdings Corp., podría incurrir en pasivos fiscales sustanciales, lo que reduciría materialmente el valor asociado con nuestra inversión indirecta en Oncor y podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

RIESGOS RELACIONADOS CON SEMPRA INFRASTRUCTURE

Riesgos Operativos

Es posible que las actividades de desarrollo de proyectos no tengan éxito, que los proyectos en construcción no se concluyan según lo programado o conforme a su presupuesto, y que los proyectos concluidos puedan no funcionar a los niveles previstos.

Proyectos de Infraestructura Energética

Estamos involucrados en una serie de proyectos de infraestructura energética en diversas etapas de desarrollo y construcción, lo cual nos sujeta a numerosos riesgos. El éxito en el desarrollo de cada proyecto depende de, entre otras cosas:

- nuestra situación financiera y flujos de efectivo y otros factores que impactan nuestra habilidad para invertir suficientes fondos en el proyecto, incluyendo para actividades preliminares realizadas antes de que determinemos si el proyecto es factible o atractivo económicamente
- el diseño y evaluación del proyecto y nuestra capacidad de prever e incorporar tendencias nuevas y en desarrollo y tecnologías en la industria eléctrica, como nuestra búsqueda de proyectos y soluciones de diseño que nos ayuden a alcanzar nuestros objetivos climáticos y los de nuestros clientes
- nuestra capacidad para tomar una decisión final de inversión o cumplir otros objetivos, lo cual puede estar influenciado por factores externos fuera de nuestro control, incluida la economía global y mercados energéticos y financieros, acciones tomadas por reguladores, obtener aprobaciones internas y externas necesarias, y muchos de los otros factores descritos en este factor de riesgo
- negociación de acuerdos EPC satisfactorios y renegociación en caso de retrasos en las decisiones finales de inversión o fallas en el cumplimiento de otros plazos especificados
- identificación de socios, clientes, proveedores y otras contrapartes adecuadas necesarias
- progresar en las relaciones de MOUs, HOAs u otros acuerdos similares, los cuales no son vinculantes a la ejecución de contratos vinculantes definitivos y participación en el proyecto
- negociación y preservación de acuerdos satisfactorios de participación, compras, ventas, provisiones, transportación y otros acuerdos comerciales apropiados, y satisfacción de cualquier condición para la eficacia de dichos acuerdos, incluyendo alcanzar una decisión final de inversión positiva dentro de los plazos acordados
- recepción y mantenimiento oportuno de los permisos, licencias y otras autorizaciones gubernamentales requeridas en términos que consideremos razonables
- la voluntad y la capacidad financiera o de otro tipo de nuestros socios, contratistas, proveedores de equipo y otros proveedores y contrapartes del proyecto para realizar las inversiones requeridas o para cumplir con sus compromisos contractuales en el momento oportuno
- finalización oportuna, satisfactoria y dentro del presupuesto de la construcción, que podría verse afectada negativamente por problemas de ingeniería, paros laborales, falta de disponibilidad o incremento en los costos de materiales, equipos, mano de

obra, y materias primas, debido a la inflación o cadenas de suministro u otras cuestiones y una variedad de otros factores, muchos de los cuales discutimos anteriormente bajo “Riesgos Relacionados con Todos los Negocios de Sempra – Riesgos Operativos” y en otra parte en este factor de riesgo

- implementación de nuevas leyes o regulaciones o cambios a las existentes que impacten nuestra infraestructura o el sector energético en general
- obtener financiamiento satisfactorio para el proyecto, particularmente cuando la inflación y las tasas de interés están subiendo
- la ausencia de defectos ocultos en o responsabilidades ambientales heredadas para el sitio del proyecto
- resolución rápida y costo efectiva de cualquier litigio o derechos de propiedad pendientes que afecten al proyecto
- eventos geopolíticos y otras incertidumbres

Cualquier falla con respecto a los factores anteriores u otros factores importantes para cualquier proyecto en particular podría involucrar costos adicionales, de cualquier otra forma afectar adversamente nuestra capacidad para concluir exitosamente el proyecto y podría forzarnos a reducir o anular cantidades que hemos invertido en el proyecto. Si no podemos completar un proyecto de desarrollo, si experimentamos retrasos o si los costos de construcción, financiamiento o de otros proyectos exceden nuestros presupuestos estimados y estamos obligados a realizar contribuciones de capital adicionales, podemos no recibir un retorno adecuado de nuestra inversión o cualquier retorno y otros recursos empleados el proyecto y nuestros resultados de operaciones, condición financiera, flujos de efectivo y/o las proyecciones podrían verse materialmente afectadas negativamente.

La operación de las instalaciones existentes, y cualquier proyecto futuro que completemos implica muchos riesgos, que incluyen, la posibilidad de fallas de diseño imprevistas, desafíos de ingeniería o averías por otras razones de instalaciones, de equipos o procesos; conflictos laborales; interrupción de combustible; contaminación ambiental; aumento de requerimientos regulatorios, incluyendo de regulación que busca reducir las emisiones GHG; y los otros riesgos operativos que discutimos anteriormente bajo “Riesgos Relacionados con Todos los Negocios de Sempra – Riesgos Operativos”. Cualquiera de estos eventos podría hacer que nuestras instalaciones estén inactivas durante un período prolongado o que funcionen por debajo de los niveles esperados, lo que puede resultar en una pérdida de ingresos o un aumento de los gastos, incluidos mayores costos de mantenimiento y sanciones. Cualquier incidente de este tipo podría afectar de manera materialmente adversa nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Proyectos de Exportación LNG

Además de los riesgos descritos anteriormente que son aplicables a todos nuestros proyectos de infraestructura energética, estamos expuestos a riesgos adicionales en relación con nuestros proyectos de exportación de LNG, incluido el proyecto de ECA LNG Fase 1 y el proyecto PA LNG Fase 1 en construcción y nuestro desarrollo potencial de instalaciones de exportación de LNG adicionales. Analizamos nuestros proyectos de exportación de LNG en “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez – Sempra Infrastructure”. Cada uno de estos proyectos enfrenta numerosos riesgos. Nuestra capacidad para llegar a una decisión de inversión final para cada proyecto y, si se toma una decisión positiva y se completa un proyecto, el éxito general del proyecto depende en parte de los mercados energéticos mundiales. En general, los precios deprimidos de gas natural y de LNG que pretendemos servir podrían reducir el precio y las ventajas de costo de exportar gas natural y LNG producidos en territorio nacional, lo cual podría derivar en menor demanda. Además, los precios mundiales del petróleo y sus proyecciones actuales y futuras asociadas podrían reducir la demanda de gas natural y LNG en algunos sectores. Aunque la demanda de gas natural es actualmente sólida dado el incremento en el reconocimiento de la importancia de la seguridad energética y objetivos climáticos, una reducción en la demanda de gas natural también podría ocurrir por una mayor penetración de combustibles alternativos en la nueva generación de energía, actividad económica reducida en general, o como resultado de los llamamientos de algunos para limitar o eliminar la dependencia global del gas natural. Tanto EE.UU. como México tendrán elecciones federales en 2024 y las exportaciones de LNG se enfrentan a un mayor escrutinio político en relación con estas elecciones. Aún más, dado que los proyectos LNG toman varios años en desarrollarse y construirse, es difícil concordar la demanda actual y esperada con la oferta proyectada de proyectos bajo desarrollo. Adicionalmente, los cambios en las políticas energéticas de EE.UU. y extranjeras podrían impactar el suministro, demanda y otros asuntos críticos para los proyectos LNG, tales como procesos de permisos y aprobación. La Administración actual ha pausado temporalmente las autorizaciones de exportación de LNG mientras que la DOE revisa los análisis económicos y ambientales que utiliza para evaluar las solicitudes de exportación de LNG a países no FTA, y la DOE ha implementado cambios a su enfoque para la ampliación de plazos para empezar exportaciones de LNG bajo autorizaciones no FTA existentes. Estas acciones, así como otros factores de mercado tales como precios de petróleo, podrían retrasar o dificultar el desarrollo de facilidades de exportación de LNG de EE.UU. y hacer que proyectos LNG en otras partes del mundo sean más factibles y competitivos con proyectos LNG en Norteamérica, aumentando así el suministro y competencia por la demanda global de LNG. Cualquiera de estas ocurrencias podría impactar la competencia y las proyecciones para el desarrollo de proyectos de exportación de LNG y podría afectar negativamente el desempeño y las perspectivas de cualquiera de nuestros proyectos que están o se vuelven operativos.

Nuestros proyectos pueden enfrentar distintas desventajas en relación con algunos proyectos LNG llevados a cabo por otros desarrolladores de proyectos, incluyendo:

- El proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2 sujeto a ciertas restricciones y condiciones bajo los acuerdos de financiamiento para la terminal Cameron LNG Fase 1 y requiere consentimiento unánime de todos los miembros del JV, incluso con respecto a las obligaciones de inversión de capital de cada socio. Podríamos no ser capaces de cumplir las condiciones bajo acuerdos de financiamiento, recibir el consentimiento de miembros u obtener la ampliación de nuestra autorización no FTA, en cuyo caso nuestra capacidad para desarrollar el proyecto Cameron LNG Fase 2 se vería comprometida.
- Los proyectos ECA LNG, bajo construcción y en desarrollo, están sujetos a disputas de terrenos y permisos en curso que podrían obstruir los esfuerzos para encontrar o mantener socios y clientes adecuados, así como acuerdos de financiamiento y obstaculizar o detener la construcción y, si los proyectos se completan, las operaciones. Analizamos estos riesgos abajo y en “Riesgos Relacionados con Sempra Infrastructure – Riesgos Legales y Reglamentarios”. Además, el proceso regulatorio mexicano y la superposición de regulación estadounidenses para las exportaciones de gas natural a instalaciones de LNG en México no están bien desarrolladas, lo que, entre otros factores, contribuyó a retrasos en la obtención del permiso necesario del gobierno mexicano para el proyecto ECA LNG Fase 1 y podría causar retrasos similares u otros obstáculos en el futuro y derivar en dificultades para encontrar o mantener adecuados socios, clientes y acuerdos de financiamiento. Además, mientras que no esperamos que la construcción u operación del proyecto ECA LNG Fase 1 interrumpa las operaciones en la Terminal ECA Regasificación, esperamos que la construcción del proyecto ECA LNG Fase 2 propuesto conflictúe con las operaciones actuales en la Terminal ECA Regasificación, que actualmente tiene contratos de regasificación de largo plazo por el 100% de la capacidad de regasificación de la terminal hasta 2028. Esto hace que las decisiones sobre si, cuándo y cómo continuar con el proyecto ECA LNG Fase 2 propuesto depende en parte de si la inversión en este proyecto sería más beneficiosa financieramente en el largo plazo, que continuar proporcionando servicios de regasificación en virtud de nuestros contratos existentes. Adicionalmente, la región de Baja California no tiene fuentes extensas de gas natural, y nuestras oportunidades de desarrollo en México, incluyendo el proyecto ECA LNG Fase 2 propuesto, requerirían mejoras significativas en la infraestructura de transporte de gas natural que serían costosas y tardadas.
- El proyecto PA LNG Fase 1 en construcción y el proyecto PA LNG Fase 2 en desarrollo se ubican en un sitio *greenfield* y por lo tanto están sujetos a desventajas en relación con los proyectos que se están construyendo o desarrollando en sitios *brownfield*, incluyendo el aumento del tiempo y los costos para desarrollar y construir los proyectos. Adicionalmente, en febrero de 2020, Sempra Infrastructure presentó una solicitud con la DOE para permitir que el LNG producido del proyecto PA LNG Fase 2 propuesto sea exportado a todos los países actuales y futuros FTA y no FTA. No esperamos que la DOE actúe en esta solicitud hasta después del término de la pausa temporal en la aprobación de exportación de LNG de la DOE.

El desarrollo de estos o cualesquier otros proyectos de exportación LNG dependerán de la expansión de nuestras interconexiones a gasoductos o de la capacidad de permitir y construir nuevas instalaciones de gasoductos, cada uno de los cuales puede requerirnos celebrar contratos adicionales de interconexión de gasoductos con gasoductos de terceros, que podría no ser posible en términos comercialmente razonables o en lo absoluto.

Los requerimientos de capital de nuestros proyectos de exportación de LNG pueden ser significativos, aunque no decidamos, en última instancia, tomar una decisión final de inversión positiva. Adicionalmente, nuestras instalaciones propuestas pueden no terminarse de acuerdo con los plazos o presupuestos estimados o en lo absoluto, como resultado de lo anterior o de otros factores, y retrasos, sobrecostos o nuestra incapacidad para completar uno o más de estos proyectos podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Acuerdos de Financiamiento

Estamos y podemos seguir estando involucrados en varios acuerdos de financiamiento con respecto a nuestros proyectos de infraestructura energética, incluyendo garantías, indemnizaciones y créditos. Estos acuerdos podrían exponernos a riesgos adicionales, incluyendo exposición a pérdidas cuando se produzcan ciertos eventos relacionados al desarrollo, construcción, operación o financiamiento de los proyectos aplicables que podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones futuras, condición financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Contratos a largo plazo a precio fijo por servicios o materias primas, exponen nuestro negocio a presiones inflacionarias.

Sempra Infrastructure busca asegurar contratos a largo plazo para servicios y productos básicos en un esfuerzo por optimizar el uso de sus instalaciones, reducir la volatilidad en las ganancias y apoyar la construcción de nueva infraestructura. Algunos de estos contratos son a precios fijos, y su rentabilidad puede verse afectada de manera negativa por las presiones inflacionarias, incluyendo mayores costos de mano de obra, materiales, equipos, productos básicos y otros costos operativos, el aumento de las tasas de interés que afectan los costos de financiamiento y cambios en los tipos de cambio. Tratamos de mitigar estos riesgos, entre otras cosas, utilizando precios variables vinculados a índices de mercado, anticipando y proporcionando la escalada en los costos al ofertar en proyectos, contratando una transferencia directa de costos operativos y/o entrando en coberturas. Sin embargo, estas medidas pueden no compensar por completo o sustancialmente cualquier aumento en los gastos operativos o costos de financiamiento causados por presiones inflacionarias y su uso podría introducir riesgos adicionales, cualquiera de los cuales podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Enfrentamos riesgos de una mayor competencia.

Los mercados en los que operamos se caracterizan por numerosos competidores capaces, muchos de los cuales tienen una experiencia operativa y/o de desarrollo extensa y diversificada a nivel nacional como internacional y recursos financieros similares o superiores a los nuestros. En particular, los segmentos del mercado de gasoductos de gas natural, almacenamiento y LNG recientemente se han caracterizado por una fuerte y creciente competencia para ganar nuevos proyectos de desarrollo como en la adquisición de activos existentes. Estos factores competitivos podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Es posible que no podamos celebrar, mantener, extender o reemplazar acuerdos de largo plazo de suministro, ventas o acuerdos de capacidad.

La Terminal ECA Regasificación tiene acuerdos de capacidad a largo plazo con un número limitado de contrapartes y también puede celebrar acuerdos de suministro a corto y/o largo plazo para comprar LNG para recibirlo, almacenarlo y regasificarlo para su venta a otras partes. Adicionalmente, Cameron LNG JV tiene acuerdos de licuefacción y regasificación de suministro de capacidad de largo plazo con tres contrapartes que colectivamente suscriben la capacidad total de la terminal Cameron LNG Fase 1, y también hay acuerdos de compraventa de largo plazo por la capacidad esperada en los proyectos ECA LNG Fase 1 y PA LNG Fase 1 en construcción. La naturaleza a largo plazo de estos acuerdos y el pequeño número de clientes en cada una de estas instalaciones nos expone a riesgos, incluido el aumento de riesgo si estas contrapartes fallan en cumplir sus obligaciones contractuales de forma oportuna, riesgos de crédito adicionales, y riesgos asociados con nuestras relaciones con estas contrapartes, incluyendo impactos mayores de las disputas o problemas similares en los cuales hemos experimentado en el pasado. Cualesquier asuntos similares u otros que surjan en el futuro en relación con nuestros contratos a largo plazo podría generar costos legales y de otro tipo, resultar en la cancelación de ciertos contratos clave o de otra forma afectar de manera adversa nuestras relaciones con clientes a largo plazo, proveedores o socios, y podría impactar negativamente la confiabilidad de los ingresos de los proyectos aplicables y las proyecciones para cualesquier proyectos de desarrollo implicados. Cualquier evento de este tipo podría tener un efecto materialmente adverso en nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

La capacidad de Sempra Infrastructure para celebrar nuevos acuerdos o reemplazar existentes de capacidad a largo plazo para sus operaciones de gasoductos depende de, entre otros factores, la demanda y el suministro de LNG y/o gas natural de sus clientes de transporte, que pueden incluir nuestras instalaciones de exportación de LNG. Una disminución en la demanda o el suministro de LNG o gas natural de dichos clientes o el acontecimiento de otros eventos que obstaculicen a Sempra Infrastructure el mantener dichos acuerdos o de establecer nuevos podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Las industrias de generación eléctrica y venta de energía al por mayor son altamente competitivas. A medida que se construyen más plantas, los suministros de energía y productos relacionados pueden superar la demanda, pueden aumentar las presiones

competitivas y los precios de la electricidad al por mayor pueden disminuir o volverse más volátiles. Sin los acuerdos de venta de energía a largo plazo, nuestros ingresos pueden estar sujetos a una mayor volatilidad y es posible que no podamos vender la energía que las instalaciones de Sempra Infrastructure son capaces de producir o de producir a precios favorables, cualquiera de los cuales podría afectar de forma materialmente adversa nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Dependemos de los activos y servicios de transporte, muchos de los cuales no son nuestros ni los controlamos, para suministrar gas natural y electricidad.

Dependemos de líneas de transmisión eléctrica, ductos de gas natural y otras instalaciones y servicios de transporte propiedad y operadas por terceros para, entre otros:

- entregar el gas natural, LNG, la electricidad y LPG que vendemos a clientes o que usamos para nuestras instalaciones LNG para exportación
- suministrar gas natural a nuestras instalaciones de almacenamiento de gas y generación eléctrica
- proporcionar servicios de energía al por menor a los clientes

Si el transporte se interrumpe, la construcción de infraestructura de interconexión necesaria no es completada en el plazo previsto o en absoluto, o la capacidad es inadecuada, es posible que nos retrasemos en completar proyectos en desarrollo y/o no podamos cumplir con nuestras obligaciones contractuales frente a los clientes de dichos proyectos o proyectos existentes, en cuyo caso, podemos ser responsables de los daños en los que incurran, tales como el costo de adquirir insumos a las tarifas actuales del mercado spot, y podríamos perder clientes que podrían ser difíciles de reemplazar. Cualquiera de estos acontecimientos podría tener un efecto materialmente adverso en nuestros resultados de operaciones, condición financiera, flujos de efectivo, y/o proyecciones.

Riesgos Financieros

Nuestros negocios y operaciones internacionales nos exponen a riesgos de tipo de cambios e inflación.

Nuestras operaciones en México presentan riesgos de inflación y tipo de cambio. Los tipos de cambio e inflación con respecto a México y las fluctuaciones en esas tasas pueden tener un impacto en los ingresos, flujos de efectivo y costos de nuestras operaciones internacionales, lo que podría afectar adversamente nuestros resultados de operación, condición financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones. Podemos intentar cubrir transacciones entre divisas y exposición a ganancias a través de diversos medios, incluidos instrumentos financieros e inversiones a corto plazo, pero es posible que estas coberturas no logren mitigar completamente la volatilidad de las ganancias que de otro modo ocurriría debido a las fluctuaciones del tipo de cambio. Debido a que no cubrimos nuestras inversiones netas en países extranjeros, somos susceptibles a la volatilidad en OCI causada por las fluctuaciones del tipo de cambio para entidades cuyas monedas funcionales no son el dólar estadounidense. Además, México ha experimentado períodos de alta inflación e inestabilidad del tipo de cambio en el pasado, y una severa devaluación del peso mexicano podrían resultar en una intervención gubernamental para instituir políticas restrictivas de control de cambios, como ha ocurrido antes en México y otros países latinoamericanos. Analizamos nuestra exposición a moneda extranjera en nuestras subsidiarias mexicanas en “Parte II – Punto 7. MD&A” y “Parte II – Punto 7A. Revelaciones Cuantitativas y Cualitativas sobre el Riesgo de Mercado”.

Nuestros negocios están expuestos a fluctuaciones en los precios de las materias primas.

De vez en cuando, compramos productos básicos relacionados con la energía para operaciones de gasoductos, instalaciones de LNG o centrales eléctricas para satisfacer obligaciones contractuales con los clientes. Los mercados regionales y otros en los que compramos estas materias primas son competitivos y pueden estar sujetos a una volatilidad de precios significativa, como resultado de muchos factores, incluyendo inflación, condiciones climáticas adversas, cambios en la oferta y la demanda, la disponibilidad de fuentes de energía alternativas a precios competitivos, los niveles de producción de estas materias primas y la capacidad de almacenamiento, la legislación y regulación en materia de energía y medio ambiente y condiciones del mercado económico y financiero. Nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones podrían verse afectadas de manera materialmente adversa si los precios de mercado vigentes para el gas natural, LNG, electricidad u otras materias primas que compramos cambian en una dirección o manera no anticipada y para las cuales no hemos proporcionado adecuadamente mediante compromisos de compra o venta u otras transacciones de cobertura.

Riesgos Legales y Regulatorios

Nuestros negocios y operaciones internacionales nos exponen a mayores riesgos y desafíos legales, reglamentarios, fiscales, económicos, geopolíticos y de supervisión de la administración.

Somos propietarios o tenemos participaciones en una variedad de activos de infraestructura energética en México, y hacemos negocios con empresas ubicadas en mercados extranjeros, incluyendo particularmente nuestras operaciones de exportación de LNG. Realizar estas actividades en jurisdicciones extranjeras nos somete a riesgos de administración, seguridad, políticos, legales, económicos y financieros complejos que varían según el país, muchos de los cuales pueden diferir y potencialmente ser mayores que los asociados con nuestros negocios totalmente nacionales, y el acontecimiento de cualquiera de estos riesgos podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones. Estos riesgos incluyen los siguientes y los otros riesgos analizados en este factor de riesgo más abajo:

- el cumplimiento de leyes y regulaciones fiscales, de comercio, ambientales y otras leyes y regulaciones extranjeras, incluyendo limitaciones legales a la propiedad en algunos países extranjeros y aplicación de la regulación de forma inadecuada o inconsistente
- acciones de los organismos reguladores locales, incluyendo fijar tarifas y tarifas que pueden devengarse o cobrarse a nuestros negocios
- cambios adversos en las condiciones sociales, políticas, económicas o de mercado, o la estabilidad de gobiernos extranjeros
- fallos adversos de cortes o tribunales extranjeros; impugnaciones para obtener, mantener y cumplir con permisos o aprobaciones; dificultad para hacer cumplir los derechos contractuales y de propiedad; y normas legales diferentes
- expropiación o robo de activos
- la demanda por combustibles de hidrocarburo, tales como gas natural importado de EE.UU. podría verse impactada por factores geopolíticos
- con respecto a nuestras actividades comerciales internacionales no relacionadas con servicios públicos, los cambios en las prioridades y los presupuestos de los clientes internacionales, que pueden ser impulsados por muchos de los factores enumerados anteriormente, entre otros

Influencia del Gobierno Mexicano en Asuntos Económicos y Energéticos

El gobierno mexicano ejerce una influencia significativa sobre el sector energético mexicano y ha adoptado o propuesto cambios adicionales que, en cada caso, podrían impactar la inversión privada en este sector.

Las acciones del gobierno mexicano de los últimos años en el mercado eléctrico incluyen resoluciones, ordenes, decretos, regulaciones y modificaciones propuestas y adoptadas a la ley mexicana que, entre otras cosas, podrían amenazar las proyecciones para la generación de energía eléctrica renovable en el país por parte de privados, limitar la capacidad de despachar energías renovables y recibir o mantener permisos operativos, e incrementar los costos de electricidad para los titulares de contratos legados de renovables y de cogeneración de energía. Discutimos algunas de estas acciones en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados. Además, previamente se han propuesto reformas para centralizar y desprivatizar el mercado de electricidad en México y podrían volver a ser propuestas en un futuro.

En relación con actividades *midstream* y *downstream*, la Ley de Hidrocarburos de México otorga a la SENER o a la CRE facultades significativas para suspender permisos cuando un peligro a la seguridad nacional, seguridad energética, o la economía nacional sea previsible, y para revocar permisos bajo otras ciertas circunstancias, incluyendo el incumplimiento con ciertos mínimos de almacenamiento y otros requisitos o por el incumplimiento de ciertas disposiciones establecidas por la SENER en la Ley de Hidrocarburos, según corresponda.

Si se proponen y aprueban futuras medidas gubernamentales, si fracasan los esfuerzos para impedir la aplicación o suspender o revocar la adopción de acciones gubernamentales, o si se toman otras acciones similares por parte del gobierno mexicano para frenar la participación del sector privado en el sector energético, incluyendo a través de modificaciones a leyes mexicanas, reglas o la Constitución o el aumento de las actividades de investigación y aplicación, podría impactar nuestra capacidad para operar nuestras instalaciones a los niveles existentes o en lo absoluto, resultar en un aumento de los costos para Sempra Infrastructure y sus clientes, afectar negativamente nuestra capacidad para desarrollar nuevos proyectos, resultar en disminución en ingresos y flujos de efectivo, e impactar negativamente nuestra capacidad para recuperar los valores en libros de nuestras inversiones en México, cualquiera de los cuales puede tener un efecto materialmente adverso en nuestro negocio, resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Leyes y Política Extranjera de EE.UU. y México

Nuestras actividades comerciales internacionales están sujetas a las leyes y reglamentos de Estados Unidos y México relacionadas con las operaciones en el extranjero o la realización de negocios internacionalmente, incluyendo la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de Estados Unidos, la Ley Federal Anticorrupción en Contrataciones Públicas de México y leyes similares, y son sensibles a la política exterior de Estados Unidos y México, la política comercial y otros factores geopolíticos. La administración actual y la anterior de Estados Unidos han adoptado posiciones diferentes respecto a los acuerdos comerciales internacionales, los aranceles, la política de inmigración y otros asuntos de política exterior que afectan al comercio y a las relaciones exteriores. Los cambios en la política exterior podrían generar incertidumbre y resultar en o aumentar efectos adversos en nuestros negocios. Las violaciones o presuntas violaciones de las leyes mencionadas anteriormente, así como las posiciones de política exterior que afecten negativamente a las importaciones y exportaciones entre Estados Unidos, México empresas extranjeras con las que hacemos negocios, podrían afectar de manera materialmente adversa nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Nos enfrentamos a riesgos relacionados con derechos y títulos de propiedad no resueltos.

Estamos involucrados en disputas con respecto a nuestro título de propiedad en México donde se encuentra nuestra Terminal ECA Regasificación y dónde se espera que se ubiquen nuestros proyectos ECA LNG, los cuales discutimos en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados. Además, podemos tener o intentar obtener arrendamientos a largo plazo o derechos de paso de agencias gubernamentales u otros terceros para operar nuestra infraestructura energética en terrenos que no son de nuestra propiedad. Además de los riesgos asociados con tal propiedad y el uso que describimos en “Riesgos Relacionados con Todos los Negocios de Sempra – Riesgos Operativos”, las disputas con respecto a derechos de propiedad de cualquiera de estas propiedades podrían dificultar encontrar o mantener socios, clientes, o acuerdos de financiamiento de proyectos adecuados y podrían obstaculizar o detener nuestra capacidad para construir y, si se completan, operar las instalaciones afectadas o los proyectos propuestos. Cualquiera de estos resultados, podría tener un efecto materialmente adverso en nuestros resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

Los activos de infraestructura energética de Sempra Infrastructure pueden ser considerados por el gobierno mexicano como un servicio público o esenciales para la prestación de un servicio público, en cuyo caso estos activos y los negocios relacionados podrían estar sujetos a expropiación o nacionalización, pérdida de concesiones, renegociación o anulación de contratos existentes, y otros riesgos similares. Cualquier suceso de este tipo podría afectar de manera materialmente adversa nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

PUNTO 1B. COMENTARIOS SIN RESOLVER DE FUNCIONARIOS

Ninguno.

PUNTO 1C. CIBERSEGURIDAD

ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS DE CIBERSEGURIDAD

Sempra, SDG&E y SoCalGas han desarrollado e implementado procesos de administración de riesgos de ciberseguridad que pretenden proteger la confidencialidad, integridad y disponibilidad de nuestra infraestructura, sistemas e información crítica. Estos procesos de gestión de riesgo de ciberseguridad incluyen planes de respuesta a incidentes de ciberseguridad que están integrados en los programas de gestión de riesgos de empresa y gestión de emergencias respectivos de cada una de las sociedades.

Nuestros procesos de ciberseguridad están diseñados y son evaluados mayormente con base en el Marco de Ciberseguridad del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología de EE.UU. y los estándares del Modelo de Madurez de la Capacidad de Ciberseguridad de la DOE. Esto no significa que cumplamos con ningún estándar, especificación o requerimiento técnico, únicamente que utilizamos estos estándares como una guía para ayudarnos a identificar, evaluar y gestionar los riesgos de ciberseguridad relevantes para nuestros negocios.

Nuestros procesos de administración de riesgos de ciberseguridad incluyen:

- evaluaciones de riesgo realizadas por personal interno y asesores externos diseñadas para ayudar a identificar riesgos de ciberseguridad materiales a nuestros sistemas, información, servicios, y nuestros ambientes más amplios de tecnología de la información de la empresa críticos

- equipos de seguridad de información responsables principalmente de desarrollar e implementar (1) procesos de evaluación de riesgos de ciberseguridad, (2) controles de seguridad de información, y (3) planes de respuesta a incidentes de ciberseguridad
- el uso de proveedores de servicios externos, según corresponda, para evaluar, probar o de cualquier otra forma asistir con aspectos relacionados con nuestros controles de seguridad de información
- entrenamientos y políticas de concienciación de ciberseguridad diseñados para atender ataques de ingeniería social dirigidos a empleados y contratistas
- planes de respuesta a incidentes de ciberseguridad que incluyen procedimientos para responder a ciertos incidentes de ciberseguridad
- procesos de administración de riesgo de terceros proveedores de servicios, proveedores y distribuidores

No hemos identificado riesgos de amenazas conocidas de ciberseguridad, incluyendo como resultado de cualquier incidente de ciberseguridad previo, que haya afectado materialmente o que sea razonablemente probable que afecte materialmente nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

GOBERNANZA DE CIBERSEGURIDAD

Los respectivos consejos de administración de Sempra, SDG&E y SoCalGas consideran los riesgos de ciberseguridad como parte su función de supervisión de riesgos. El consejo de administración de Sempra ha delegado a su Comité SST, que se integra completamente por consejeros independientes conforme a los estándares de independencia establecidos por la NYSE, la supervisión de riesgos de ciberseguridad y otros riesgos de información y operación de tecnología. El Comité SST reporta al consejo de administración de Sempra respecto de las actividades del Comité, incluyendo aquellas relacionadas con ciberseguridad. El Comité SST recibe informes de temas de ciberseguridad del director de seguridad de información de Sempra, el personal de seguridad de información o expertos externos para la educación continua en temas que impactan a empresas públicas. El Comité SST, así como los consejos de administración de SDG&E y SoCalGas supervisan la implementación por parte de la administración de nuestros procesos de gestión de riesgos de ciberseguridad y reciben reportes periódicos de la administración sobre nuestros riesgos de ciberseguridad materiales. Además, la administración actualiza al Comité SST y a los consejos de administración de SDG&E y SoCalGas sobre ciertos incidentes de ciberseguridad. Los consejos de administración de SDG&E y SoCalGas reciben informes del director de información de SDG&E y SoCalGas y del personal interno de seguridad de información. Los consejos de administración de SDG&E y SoCalGas también han formado comités de seguridad que, en ocasiones, pueden supervisar los asuntos descritos anteriormente por parte de los respectivos consejos de administración de dichas sociedades.

Hemos formado consejos de ciberseguridad para proporcionar supervisión corporativa general para la gestión de riesgos materiales de amenazas de ciberseguridad. El consejo de ciberseguridad se reúne regularmente para recibir actualizaciones sobre avances de ciberseguridad en Sempra y en nuestras entidades consolidadas de sus equipos de gestión de ciberseguridad.

Nuestros equipos de gestión de ciberseguridad, supervisan los esfuerzos para prevenir, detectar, mitigar y remediar riesgos e incidentes de ciberseguridad por varios medios, que pueden incluir reportes del personal interno de seguridad de información; información sobre amenazas y otra información obtenida de fuentes gubernamentales, públicas o privadas, incluyendo asesores externos contratados por nosotros; y alertas y reportes preparados por herramientas de seguridad de información instalados en el ambiente de tecnologías de información. La gestión de ciberseguridad también supervisa a nuestro personal interno de ciberseguridad y a nuestros asesores externos de ciberseguridad. El director de gobernanza de ciberseguridad y el director general de seguridad de información de Sempra proporcionan supervisión y apoyo adicional para las actividades operativas de ciberseguridad en nuestras entidades consolidadas.

También hemos formado equipos de evaluación de materialidad, que incluyen a los directores generales de seguridad de información, a los directores generales de información, los directores generales de riesgos, los directores generales de contabilidad o directores generales de finanzas, y directores generales, para ayudar a evaluar la materialidad de ciertos incidentes de ciberseguridad.

Los consejos de ciberseguridad, los equipos de gestión de ciberseguridad y los equipos de evaluación de materialidad incluyen miembros con décadas de experiencia operativa como profesionales de ciberseguridad, así como administración con décadas de servicio en áreas de tecnologías de información y operación y legal, de cumplimiento, reporte financiero y gestión de riesgos de empresa. Algunos de estos miembros tienen títulos y certificaciones que consideramos que mejoran nuestra capacidad de gestionar y responder a riesgos de ciberseguridad, incluyendo, entre otros, titulados de licenciaturas y/o maestrías en ciberseguridad y ciencias computacionales, así como profesional certificado de seguridad de sistemas de información, administrador de incidentes certificado, y certificaciones de gestión de seguridad de información.

PUNTO 2. PROPIEDADES

Somos propietarios o arrendamos los inmuebles, almacenes, oficinas, centros operativos y de mantenimiento, tiendas e instalaciones de servicios necesarias para conducir nuestro negocio. Cada uno de nuestros Solicitantes actualmente tienen un espacio adecuado y, si necesitamos más espacio, consideramos que está fácilmente disponible. Discutimos las propiedades relacionadas con nuestras operaciones de infraestructura eléctrica, de gas natural y energética en la “Parte I – Punto 1. Negocio” y en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

PUNTO 3. PROCEDIMIENTOS LEGALES

No somos parte de, y nuestra propiedad no está sujeta a, ningún procedimiento legal significativo pendiente (otros que la rutina de litigio ordinaria incidental a nuestro negocio) o procedimientos ambientales descritos en el Punto 103(c)(3) de la Regulación SEC S-K excepto por los asuntos descritos en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados, en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” y en la “Parte II – Punto 7. MD&A”.

PUNTO 4. INFORMACIÓN DE SEGURIDAD MINERA

No aplicable.

PARTE II.

PUNTO 5. MERCADO PARA LAS ACCIONES COMUNES DEL REGISTRANTE, ASUNTOS RELACIONADOS CON ACCIONISTAS Y COMPRA DE VALORES DE CAPITAL DE LA EMISORA

INFORMACIÓN DEL MERCADO

Acciones Comunes de Sempra

Nuestras acciones comunes cotizan en el NYSE bajo la clave de pizarra SER y en la Bolsa Mexicana de Valores bajo la clave de pizarra SRE.MX. Al 20 de febrero de 2024, había aproximadamente 20,353 tenedores registrados de nuestras acciones comunes. La información concerniente a declaraciones de dividendos para Sempra se incluye en “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez – Fuentes y Uso de Efectivo – Dividendos”.

Presentamos reportes anuales, trimestrales y actuales, material informativo para asambleas de accionistas y otra información a la SEC. Estos reportes también se presentan públicamente con la CNBV y la Bolsa Mexicana de Valores. Hemos presentado estos reportes con estos reguladores de forma completa y en tiempo durante los últimos tres años (o, respecto de los reguladores en México, por el periodo más corto en el que nuestras acciones han estado registradas en México).

La información financiera incluida en nuestros reportes anuales y trimestrales generalmente cubren el ejercicio fiscal o trimestre terminado más reciente, según corresponda, así como la información del periodo completo a la fecha más reciente en nuestros reportes trimestrales, en cada caso comparado con el mismo periodo del año anterior, y la información de compensación incluida en nuestro material informativo para asambleas de accionistas generalmente cubre el ejercicio fiscal concluido más reciente.

Nuestra dirección y número telefónico para las oficinas de nuestros apoderados en México son los siguientes:

White & Case, S.C.
Torre del Bosque - PH
Blvd. Manuel Ávila Camacho #24
Col. Lomas de Chapultepec
11000 Ciudad de México
+52 55 5540 9691

Controles Cambiarios y Otras Limitaciones que Afectan a los Tenedores de Valores. Las leyes federales de EE.UU. actualmente no imponen ningún control cambiario que pueda afectar la capacidad de los tenedores de las acciones comunes de capital de Sempra de transferir fondos de EE.UU. a México en relación con la potencial venta o cualquier otra desinversión de las acciones comunes de capital de Sempra.

Acciones Comunes de SoCalGas y SDG&E

La información concerniente a las declaraciones de dividendos para SoCalGas y SDG&E se incluye en la “Parte II – Punto 7. MD&A – Recursos de Capital y Liquidez – Fuentes y Uso de Efectivo – Dividendos”.

COMPRA DE VALORES DE CAPITAL POR LA EMISORA Y COMPRADORES AFILIADOS

El 6 de julio de 2020, nuestro consejo de administración autorizó la recompra de nuestras acciones comunes en cualquier momento, de tiempo en tiempo, en un monto agregado que no exceda lo que resulte menor entre \$2 mil millones de dólares o los montos utilizados para comprar no más de 25,000,000 de acciones. Esta autorización de recompra fue anunciada públicamente el 5 de agosto de 2020 y no tiene fecha de expiración. El consejo de administración no ajustó el número agregado de 25,000,000 acciones que pueden ser recompradas o el número de acciones remanentes autorizadas para ser recompradas conforme a esta autorización de recompra en relación con el split dos a uno de las acciones comunes de Sempra en forma de un dividendo al 100% realizado en agosto de 2023 que se discute en la Nota 14 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados. Al 27 de

febrero de 2024, aún pueden comprarse acciones hasta por un máximo de \$1.25 mil millones de dólares y no más de 19,632,529 acciones bajo esta autorización de recompra.

PUNTO 6. (RESERVADO)

No aplicable.

PUNTO 7. COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS DE OPERACIÓN

	<i>Página</i>
Resumen General	66
Resultados de Operación por Registrante	67
Sempra	67
SDG&E	82
SoCalGas	85
Recursos de Capital y Liquidez	87
Estimaciones Contables Críticas	105
Nuevos Criterios Contables	110

RESUMEN GENERAL

Este MD&A combinado incluye los resultados de operación y financieros de los siguientes tres Registrantes:

- *Sempra* es una sociedad controladora de California con inversiones en infraestructura de energía en Norteamérica. Nuestros negocios invierten en desarrollar y operar infraestructura de energía, y proveer servicios de electricidad y gas a clientes.
- *SDG&E* es una empresa de servicios públicos regulada que proporciona servicios de electricidad a San Diego y condados del sur de Orange y servicio de gas natural al Condado de San Diego.
- *SoCalGas* es una empresa de servicios públicos de distribución de gas natural regulada, que presta servicios a clientes a lo largo de casi todo el sur de California y parte del centro de California.

En el cuarto trimestre de 2023, Sempra realineó sus segmentos reportables para reflejar los cambios en la forma en la que el CODM supervisa nuestras tres plataformas: Sempra California, Sempra Texas Utilities y Sempra Infrastructure. Nuestros anteriores segmentos reportables de SDG&E y SoCalGas fueron combinados en un solo segmento operativo y reportable, Sempra California, que es consistente con en la forma en la que el CODM evalúa el desempeño debido a las similitudes de sus operaciones, incluyendo ubicación geográfica y marco regulatorio en California.

La información histórica por segmento de Sempra ha sido reexpresada para ajustarse a la presentación actual, para que todas las discusiones reflejen la información por segmento revisada de sus tres segmentos reportables:

- Sempra California
- Sempra Texas Utilities
- Sempra Infrastructure

SDG&E y SoCalGas tienen cada una un segmento reportable.

Nuestros resultados de operación y financieros de 2023 reflejan nuestra misión en ser la principal compañía de infraestructura energética de Norteamérica. Los eventos clave en 2023 incluyen:

- Sempra celebró su 25 aniversario
- Nuestra compañía cambió su denominación de Sempra Energy a Sempra
- Concluimos la oferta de 17,142,858 acciones comunes de Sempra a un precio de oferta pública de \$70.00 por acción, conforme a contratos de venta a futuro
- El CCM se detonó y fue aprobado para SDG&E y SoCalGas, lo que aumenta el ROE respectivo de cada sociedad en 70 puntos base efectivo al 1 de enero de 2024

- La CPUC autorizó un aumento a la capacidad de almacenamiento de gas natural de la terminal Aliso Canyon de 41.16 Bcf a 68.6 Bcf
- Oncor recibió una decisión final de la PUCT en su revisión de tarifa base integral
- Sempra Infrastructure llegó a una decisión final de inversión y empezó la construcción en el proyecto PA LNG Fase 1 y en los proyectos Conector a Luisiana del Gasoducto de Port Arthur y Almacenamiento de Luisiana
- SI Partners concluyó las ventas de 30% y 42% de NCI en el proyecto PA LNG Fase 1 a ConocoPhillips y KKR Denali, respectivamente
- Invertimos \$8.8 mil millones de dólares en gastos de capital e inversiones

El 2 de agosto de 2023, el consejo de administración de Sempra declaró un split a razón de dos a uno de las acciones comunes de Sempra en la forma de un dividendo al 100% en acciones para los accionistas registrados al cierre del 14 de agosto de 2023. Las acciones comunes de Sempra empezaron a cotizar dando efectos al split a partir del 22 de agosto de 2023. Salvo que se expresamente se indique lo contrario, todas las acciones e información por acción relacionada con las acciones comunes emitidas y en circulación se ajustaron retroactivamente para reflejar el split de acciones y se muestran con base en los efectos después del split.

RESULTADOS DE OPERACIÓN POR REGISTRANTE

A lo largo del MD&A, nuestras referencias a utilidades representan utilidades atribuibles a acciones comunes. Los montos variados presentados son el impacto de utilidades después de impuestos (con base en las tasas fiscales aplicables), salvo que se establezca lo contrario, y antes de efectos de tipo de cambio e inflación y de NCI, según sea aplicable.

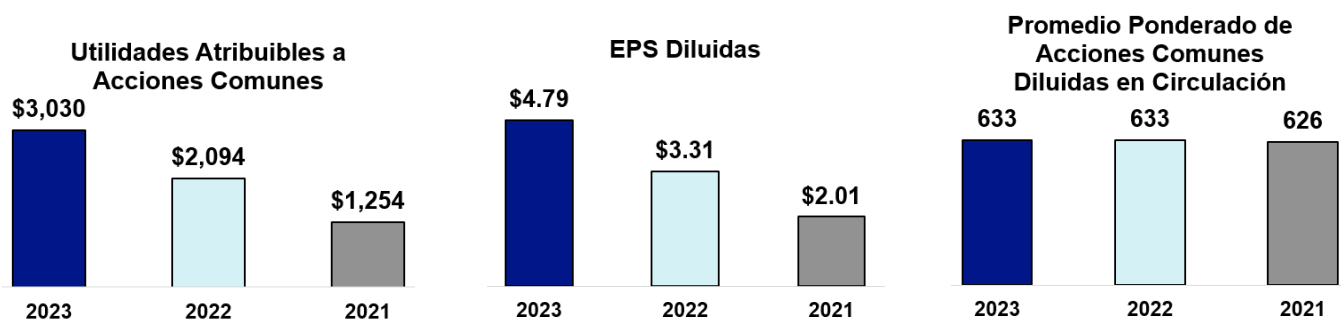


Discutimos aquí los resultados de operación de Sempra y cambios significativos en utilidades (pérdidas), ingresos y costos por segmento, así como en Sociedad Controladora y Otros, por el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con el año terminado el 31 de diciembre de 2022 y el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con el año terminado el 31 de diciembre de 2021. También discutimos aquí el impacto de tipo de cambios y tasas inflacionarias en los resultados de operación de Sempra.

RESULTADOS DE OPERACIÓN

RESULTADOS DE OPERACIÓN

(En dólares y acciones en millones, excepto en montos por acción)



UTILIDADES (PÉRDIDAS) POR SEGMENTO

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Sempra California	\$ 1,747	\$ 1,514	\$ 392
Sempra Texas Utilities	694	736	616
Sempra Infrastructure	877	310	682
Sociedad Controladora y otros ⁽¹⁾	(288)	(466)	(436)
Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 3,030	\$ 2,094	\$ 1,254

⁽¹⁾ Incluye eliminaciones intercompañía registradas en consolidación y ciertos costos corporativos.

Sempra California

Las utilidades de Sempra California se componen de SDG&E y SoCalGas. Dado que los cambios en los costos de gas natural y/o electricidad de SoCalGas y SDG&E son recuperados en las tarifas, los cambios en dichos costos son compensados en los cambios en los ingresos, y por lo tanto no impactan las utilidades, además de los posibles impactos relacionados con el GCIM de SoCalGas que describimos adelante. Adicionalmente los cambios en los costos o precios de mercado, los ingresos de gas natural o electricidad registrados durante un periodo son impactados por la diferencia entre la facturación a clientes y los costos registrados o autorizados por la CPUC. Se requiere que estas diferencias se balancean a lo largo del tiempo, resultado en una sobre o sub recolección de cuenta reglamentarias. Discutimos este mecanismo de disociación y sus efectos con más detalle en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

En 2023 en comparación con 2022 el aumento en utilidades de \$233 millones de dólares (15%) fue principalmente por:

- \$199 millones de dólares de un cargo en 2022 relacionados con litigios y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga
- \$39 millones de dólares en mayores ingresos netos de interés reglamentario
- \$37 millones de dólares en mayores beneficios de impuestos principalmente por elementos transferibles, que incluyen \$25 millones de dólares relacionados con beneficios de impuestos en 2023 por beneficios fiscales no reconocidos previos perteneciente a gastos de reparaciones de gas
- \$30 millones de dólares en mayor margen operativo base CPUC, neto de gasto de operación y \$46 millones de dólares de menores costos autorizados de capital
- \$21 millones de dólares en mayor margen de transmisión de electricidad
- \$13 millones de dólares de mayores premios reglamentarios aprobados por la CPUC
- \$10 millones de dólares en multas en 2022 relacionadas con eficiencia energética y OSCs

Compensado por:

- \$90 millones de dólares de mayores gastos por intereses netos
- \$16 millones de dólares de menores beneficios por impuestos de la resolución de elementos de impuestos del ejercicio anterior

En 2022 en comparación con 2021, el aumento en utilidades de \$1.1 mil millones de dólares fue principalmente por:

- Disminución de \$949 millones de dólares en cargos relacionados con litigios y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga, compuestos por un cargo de \$199 millones de dólares en 2022 en comparación con \$1,148 millones de dólares en 2021
- \$161 millones de dólares en mayor margen operativo base de CPUC, neto de gastos de operación
- \$21 millones de dólares en menores gastos por impuestos netos principalmente de elementos transferibles, neto de menores ingresos reglamentarios asociados
- \$20 millones de dólares en mayor beneficio por impuestos de la resolución de elementos de impuestos del ejercicio anterior
- \$15 millones de dólares en mayores ingresos de interés reglamentarios netos
- \$14 millones de dólares en mayor capital AFUDC

Compensado por:

- \$52 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto
- \$10 millones de dólares en 2022 en multas relacionadas con la eficiencia energética y apoyo de OCSs

Sempra Texas Utilities

En 2023 en comparación con 2022, la disminución en utilidades de \$42 millones de dólares (6%) fue principalmente debido a menores participación de utilidades de Oncor Holdings derivado de:

- mayor gasto por intereses y gastos por depreciación atribuibles a capital invertido
- mayor O&M
- la cancelación de denegaciones de tarifas base en 2023 resultante de la orden final de la PUCT en la revisión integral de tarifas base de Oncor

Compensado por:

- mayores ingresos atribuibles a:
 - actualización de tarifas para reflejar los aumentos de capital invertido
 - aumentos en unidades de facturación de transmisión
 - nuevas tarifas base implementadas en mayo de 2023
 - aumento de clientes

Compensado por:

- menor consumo de clientes atribuible principalmente al clima

En 2022 en comparación con 2021, el aumento en utilidades de \$120 millones de dólares (19%) en comparación con 2021 fue principalmente por mayor participación de utilidades de Oncor Holdings impulsado por:

- mayores ingresos atribuibles a:
 - actualización de tarifas para reflejar los aumentos en inversiones de capital
 - mayor consumo de clientes atribuible principalmente al clima
 - aumento de clientes

Compensado por:

- mayores gastos de depreciación y gastos en intereses atribuibles a capital invertido
- mayor O&M

Sempra Infrastructure

En 2023 en comparación con 2022, el aumento en utilidades de \$567 millones de dólares fue principalmente por:

- \$1.1 mil millones de dólares de activos y optimización de suministro derivado de ganancias no realizadas en 2023 en comparación con pérdidas no realizadas en 2022 en derivados de materias primas debido a los cambios en los precios de gas natural
- \$112 millones de dólares en menor gasto por impuesto a la utilidad en 2023 atribuible a la participación de NCI en mayores ingreso antes de impuestos de sociedades en EE.UU.
- \$99 millones de dólares de negocios de transporte derivado de mayor participación de utilidades e ingresos, incluyendo el impacto acumulado de nuevas tarifas que entraron en vigor en junio de 2023 para ciertos ductos en México

Compensado por:

- Una disminución de \$397 millones de dólares de \$543 millones de dólares de utilidades atribuibles a NCI en 2023 en comparación con \$146 millones de dólares de utilidades atribuibles a NCI en 2022 debido principalmente al aumento en los ingresos netos de SI Partners y de la venta de un 10% de NCI en SI Partners a ADIA en junio de 2022
- \$127 millones de dólares en impacto desfavorable de efectos de tipo de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México, compuesto por \$346 millones de dólares de impacto desfavorable en 2023 en comparación con un impacto desfavorable de \$219 millones de dólares en 2022
- \$61 millones de dólares en menor beneficio por impuestos debido principalmente a la revaloración de ciertos impuestos diferidos y diferencias de bases externas en una inversión JV
- \$58 millones de dólares en menores participación de utilidades de Cameron LNG JV derivado de menores ingresos de exceso de LNG y mayores gastos por intereses
- \$37 millones de dólares en mayor O&M de una provisión para pérdidas de crédito esperadas en el balance vencido de un cliente
- \$21 millones de dólares de negocios LNG derivado de mayores costos de desarrollo y ciertos gastos no capitalizados de proyectos en construcción

- \$19 millones de dólares en mayores gastos por intereses netos debido a \$27 millones de dólares de pérdidas no realizadas netas en 2023 en comparación con \$27 millones de dólares de ganancias no realizadas netas en 2022 en un swap de tipo de interés relacionado con el proyecto PA LNG Fase 1 y mayores tasas de interés y créditos o líneas de crédito comprometidas, compensado por un mayor gasto de capitalización de intereses en proyectos en construcción

En 2022 en comparación con 2021, la disminución en utilidades de \$372 millones de dólares fue principalmente por:

- \$431 millones de dólares de activos y optimización de suministro derivado de \$283 millones de dólares de pérdidas en 2022 en comparación con \$148 millones de dólares de utilidades en 2021 derivado de mayores pérdidas no realizadas en derivados de materias primas debido a los cambios en los precios de gas natural, compensado por mayores cuotas por desviación
- \$169 millones de dólares de impacto desfavorable de efectos de tipo de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México, neto de efectos de derivados de divisas extranjeras, compuesto por \$216 millones de dólares en impacto desfavorable en 2022 en comparación con \$47 millones de dólares en impacto desfavorable en 2021

Compensado por:

- \$79 millones de dólares en mayores participación de utilidades de Cameron LNG JV principalmente de mayores utilidades de exceso de producción de LNG e ingresos de mantenimiento
- \$50 millones de dólares en mayores beneficios por impuestos netos principalmente por la revaloración de ciertos impuestos diferidos y diferencias de base externas en inversiones JV
- \$50 millones de dólares en menores gastos por intereses netos, incluyendo \$37 millones de dólares en cargos asociados con costos de terminación de coberturas y cancelación de costos de emisión de deuda no amortizada de amortizaciones anticipadas de deuda en octubre de 2021 y \$27 millones de dólares en ganancias no realizadas netas en 2022 en un swap de tasa de interés para el proyecto PA LNG Fase 1 propuesto
- \$42 millones de dólares en negocios de transporte en México derivado de tarifas más altas y mayores participación de utilidades en IMG excluyendo el impacto desfavorable de efectos de tipo de cambio e inflación

Sociedad Controladora y Otros

En 2023 en comparación con 2022, la disminución en pérdidas de \$178 millones de dólares (38%) fue principalmente por:

- \$120 millones de dólares de gastos por impuestos diferidos en 2022 asociado con el cambio en nuestra declaración de reinversión indefinida relacionada con nuestras subsidiarias extranjeras
- \$63 millones de dólares de \$13 millones de dólares en ganancias de inversión netas en 2023 en comparación con \$50 millones de dólares en pérdidas de inversión netas en 2022 en activos dedicados a apoyar los planes de beneficios para empleados no calificados y obligaciones de compensaciones diferidas
- \$40 millones de dólares en participación de utilidades en 2023 de nuestra inversión en RBS Sempra Commodities basado en un convenio de transacción, que discutimos en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados
- \$23 millones de dólares en beneficios por impuestos en 2023 de la revaloración de ciertos impuestos diferidos

Compensado por:

- \$68 millones de dólares en mayores gastos por intereses netos
- \$41 millones de dólares en menor beneficio por impuestos de cambios en la valoración de una reserva contra ciertos créditos de impuesto anteriores

En 2022 en comparación con 2021, el aumento en pérdidas por \$30 millones de dólares (7%) fue principalmente por:

- \$120 millones de dólares de gastos por impuestos diferidos asociado con el cambio en nuestra declaración de reinversión indefinida relacionada con nuestras subsidiarias extranjeras
- \$79 millones de dólares de \$50 millones de dólares en pérdidas netas de inversión en 2022 en comparación con los \$29 millones de dólares de las ganancias netas de inversión en 2021 en activos dedicados a apoyar los planes de beneficios para empleados no calificados y planes de compensaciones diferidos
- \$50 millones de dólares de participación de utilidades en 2021 relacionadas con nuestra inversión en RBS Sempra Commodities para el pago de asuntos pendientes de IVA y costos legales relacionados
- \$26 millones de dólares en ganancias por la venta de PXiSE en diciembre de 2021

Compensado por:

- \$92 millones de dólares en cargos asociados con el pago completo de primas y una cancelación del descuento no amortizados y costos de emisión de la deuda como resultado de las amortizaciones anticipadas de deuda en diciembre de 2021
- \$72 millones de dólares en gasto neto de impuestos relacionados con la utilización de un activo por impuesto diferido al concluir la venta del 20% de NCI en SI Partners a KKR Pinnacle en octubre de 2021

- \$58 millones de dólares de \$49 millones de dólares en beneficios por impuestos en 2022 en comparación con los \$9 millones de dólares en gasto de impuesto en 2021 por los cambios en una reserva de valoración contra ciertos créditos de impuesto
- \$19 millones de dólares menores dividendos preferentes debido a la conversión obligatoria de todas las acciones preferentes serie B en julio de 2021

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN INGRESOS Y COSTOS

El marco regulatorio permite a SoCalGas y SDG&E recuperar ciertos gastos de programa y otros costos autorizados por la CPUC (referidos como “programas de reembolso”).

Empresas de Servicios Públicos: Ingresos de Gas Natural y Costos de Gas Natural

Nuestros ingresos derivados de empresas de servicios públicos incluyen ingresos por gas natural en Sempra California y Sempra Infrastructure, que incluye Ecogas. Los ingresos intercompañía son eliminados de los Estados Consolidados de Resultados de Sempra.

SoCalGas y SDG&E operan bajo un marco reglamentario que permite que el costo del gas natural adquirido para clientes (clientes residenciales, pequeños comerciantes e industriales, también referidos como clientes principales para SoCalGas) sea pasado a los clientes en tarifas sustancialmente similares a las incurridas y sin marcas. El GCIM establece para SoCalGas para compartir en los ahorros y/o costos de adquirir gas natural para sus clientes principales a precio menores o mayores a estándares de mercado. Este mecanismo permite la plena recuperación de los costos incurridos cuando los costos promedio de adquisición se encuentran dentro de un margen de precios cercano al costo indicativo. Cualesquier costos mayores incurridos y ahorros realizados fuera de dichos rangos son compartidos entre SoCalGas y sus clientes principales. Proporcionamos una mayor discusión en la Nota 3 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS: INGRESOS DE GAS NATURAL Y COSTOS DE GAS NATURAL

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Ingresos de gas natural:			
Sempra California	\$ 9,425	\$ 7,792	\$ 6,266
Sempra Infrastructure	87	89	81
Eliminaciones y ajustes	(17)	(13)	(14)
Total	\$ 9,495	\$ 7,868	\$ 6,333
Costos de gas natural ⁽¹⁾ :			
Sempra California	\$ 3,747	\$ 2,562	\$ 1,578
Sempra Infrastructure	8	37	24
Eliminaciones y ajustes	(36)	4	(5)
Total	\$ 3,719	\$ 2,603	\$ 1,597

⁽¹⁾ Excluye depreciación y amortización, que se presentan de forma separada en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra.

En 2023 en comparación con 2022, los ingresos por gas natural aumentaron en \$1.6 mil millones de dólares (21%) a \$9.5 mil millones de dólares derivado de Sempra California, que incluyeron:

- \$1.2 mil millones de dólares de aumento en costo de gas natural vendido, que discutimos adelante
- \$414 millones de dólares en mayores ingresos asociados con programas de reembolso, que son compensados completamente en O&M
- \$110 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC
- \$47 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados
- \$40 millones de dólares en componentes no de servicio de costo de beneficio periódico neto, que se compensa completamente en otros ingresos, netos
- \$23 millones de dólares en ingresos por tarifa de franquicia
- \$18 millones de dólares en mayores premios reglamentarios aprobados por la CPUC

Compensado por:

- \$171 millones de dólares de menores ingresos reglamentarios en 2023 por la decisión de cambiar el método de contabilidad fiscal bajo el Procedimiento de Ingresos 2023-15, que se compensan en gastos por impuestos
- \$26 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2023 del reconocimiento de beneficios por impuestos no reconocidos previamente perteneciente a gastos de reparaciones de gas, que se compensan en gastos por impuestos

En 2023 en comparación con 2022, los costos de gas natural de Sempra aumentaron en \$1.1 mil millones de dólares (43%) a \$3.7 mil millones de dólares principalmente por \$1.2 mil millones de dólares de aumento en Sempra California, que incluyó:

- \$1.1 mil millones de dólares de mayores precios de gas natural promedio
- \$123 millones de dólares en mayores volúmenes derivado del clima

En 2022 en comparación con 2021, los ingresos por gas natural de Sempra aumentaron en \$1.5 mil millones de dólares (24%) a \$7.9 mil millones de dólares derivado de Sempra California, que incluyó:

- \$984 millones de dólares de aumento en costos de gas natural vendido que discutimos adelante
- \$237 millones de dólares en mayores ingresos asociados a programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M
- \$156 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC
- \$100 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados
- \$35 millones de dólares en mayores ingresos asociados con impactos resultantes de cambios en leyes fiscales registrados en la cuenta de memorándum de gastos por impuestos

En 2022 en comparación con 2021, los costos de gas natural de Sempra aumentaron de \$1.0 mil millones de dólares a \$2.6 mil millones de dólares debido principalmente a \$984 millones de dólares de aumento en Sempra California debido a mayores precios de gas natural promedio.

Empresas de Servicios Públicos: Ingresos por Electricidad y Costo de Combustible Eléctrico y Energía Comprada

Los ingresos de nuestras empresas de servicios públicos incluyen ingresos por electricidad en Sempra California, la cual substancialmente toda esta en SDG&E. Los ingresos intercompañías se eliminan en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra.

SDG&E opera bajo un marco regulatorio que le permite recuperar los costos reales incurridos para generar o producir electricidad con base en estimaciones anuales del costo de electricidad suministrado a clientes. Las diferencias entre costos estimados y reales son recuperados o devueltos a través de las tarifas de periodos subsecuentes.

Costo de combustible eléctrico y energía comprada por empresas de servicios públicos incluye generación propiedad de empresas de servicios públicos, energía comprada de terceros, y compras de energía netas y ventas a/de la ISO de California.

EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS: INGRESOS POR ELECTRICIDAD Y COSTO DE COMBUSTIBLE ELÉCTRICO Y ENERGÍA COMPRADA

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Ingresos por electricidad:			
Sempra California	\$ 4,336	\$ 4,785	\$ 4,660
Eliminaciones y ajustes	(2)	(2)	(2)
Total	\$ 4,334	\$ 4,783	\$ 4,658
Costo de combustible eléctrico y energía comprada ⁽¹⁾ :			
Sempra California	\$ 445	\$ 994	\$ 1,069
Eliminaciones y ajustes	(70)	(57)	(59)
Total	\$ 375	\$ 937	\$ 1,010

⁽¹⁾ Excluye depreciación y amortización, que se presentan por separado en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra.

En 2023 en comparación con 2022, los ingresos por electricidad de Sempra disminuyeron en \$449 millones de dólares (9%) a \$4.3 mil millones derivado de Sempra California, que incluyeron:

- \$549 millones de dólares en menor costo de combustible eléctrico y energía comprada, que discutimos adelante

- \$197 millones de dólares en 2023 del reconocimiento de créditos fiscales de inversión de proyectos de almacenamiento de energía independientes, que se compensan en gastos por impuestos

Compensado por:

- \$97 millones de dólares de mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados
- \$92 millones de dólares en mayores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M
- \$50 millones de dólares en mayores ingresos de operaciones de transmisión
- \$45 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC

En 2023 en comparación con 2022, el costo de combustible eléctrico y energía comprada de Sempra disminuyó en \$562 millones de dólares a \$375 millones de dólares principalmente por \$549 millones de dólares de disminución en Sempra California, que incluyó:

- \$396 millones de dólares en menor energía comprada de la ISO de California debido a menor demanda de clientes de la carga saliente ahora prestada por CCAs y menores precios de mercado
- \$170 millones de dólares de menor energía comprada debido a mayores ventas de exceso de capacidad a terceros
- \$157 millones de dólares en menores costos de generación propiedad de empresas de servicios públicos
- \$65 millones de dólares de ganancias realizadas en contratos de derivados por precio fijo de gas natural, que se celebran para cubrir el costo de combustible eléctrico, y compensaciones GHG

Compensado por:

- \$259 millones de dólares de menores ventas a la ISO de California debido a menores precios de mercado

En 2022 en comparación con 2021, los ingresos por electricidad de Sempra aumentaron en \$125 millones de dólares (3%) a \$4.8 mil millones de dólares derivado de Sempra California, que incluyeron:

- \$70 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC
- \$68 millones de dólares en mayores ingresos asociados con el plan de mitigación de incendios forestales en Sempra California
- \$35 millones de dólares en mayores ingresos asociados con programas de reembolso, que se compensan completamente en O&M
- \$18 millones de dólares en mayores ingresos de operaciones de transmisión
- \$14 millones de dólares en mayores ingresos asociados con menores beneficios por impuestos de elementos transferibles

Compensado por:

- \$75 millones de dólares en menor costo de combustible eléctrico y energía comprada, que discutimos adelante

En 2022 en comparación con 2021, el costo de combustible eléctrico y energía comprada de Sempra disminuyó en \$73 millones de dólares (7%) a \$937 millones de dólares principalmente por una disminución de \$75 millones de dólares en Sempra California, que incluyó:

- \$451 millones de dólares en mayores ventas a la ISO de California debido a mayores precios de mercado

Compensado por:

- \$191 millones de dólares en mayor energía comprada de la ISO de California debido a mayores costos de mercado, neto de menor demanda de clientes de la carga saliente ahora proporcionada por CCAs
- \$185 millones de dólares en mayores costos de generación propiedad de empresas de servicios públicos

Negocios Relacionados con la Energía: Ingresos y Costos de Ventas

NEGOCIOS RELACIONADOS CON LA ENERGÍA: INGRESOS Y COSTOS DE VENTA

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Ingresos:			
Sempra Infrastructure	\$ 2,984	\$ 1,830	\$ 1,916
Sociedad Controladora y otros ⁽¹⁾	(93)	(42)	(50)
Total	\$ 2,891	\$ 1,788	\$ 1,866
Costo de ventas ⁽²⁾ :			
Sempra Infrastructure	\$ 548	\$ 942	\$ 608
Sociedad Controladora y otros ⁽¹⁾	—	—	3
Total	\$ 548	\$ 942	\$ 611

⁽¹⁾ Incluye eliminaciones de actividad intercompañía.

⁽²⁾ Excluyen depreciación y amortización, que se presentan de manera separada en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra.

En 2023 en comparación con 2022, los ingresos de Sempra de negocios relacionados con la energía aumento en \$1.1 mil millones de dólares a \$2.9 mil millones de dólares principalmente por:

- \$1.2 mil millones de dólares de aumento en ingresos de activos y optimización de suministro de contratos para vender gas natural y LNG a terceros, incluyendo:
 - \$1.3 mil millones de dólares impulsados principalmente por \$710 millones de dólares de ganancias no realizadas en 2023 en comparación con \$660 millones de dólares de pérdidas no realizadas en 2022 en derivados de materias primas compensado por \$223 millones de dólares principalmente de menores precios de gas natural

Compensado por:

- \$71 millones de dólares en menores ventas de LNG
- \$33 millones de dólares principalmente de menores tarifas de desviación de LNG

Compensado por:

- \$102 millones de dólares de disminución en ingresos por TdM debido principalmente a menores precios de energía

En 2023 en comparación con 2022, el costo de ventas para los negocios relacionados con la energía de Sempra disminuyó en \$394 millones de dólares (42%) a \$548 millones de dólares principalmente por menores compras de gas natural y LNG relacionado con activos y optimización de suministro.

En 2022 en comparación con 2021, los ingresos de Sempra de negocios relacionados con la energía disminuyeron en \$78 millones de dólares (4%) a \$1.8 mil millones de dólares principalmente por:

- \$344 millones de dólares en menores ingresos de activos y optimización de suministro de contratos para vender gas natural y LNG a terceros, incluyendo:
 - \$498 millones de dólares principalmente por \$639 millones de dólares en mayores pérdidas no realizadas en derivados de materias primas compensadas por \$148 millones de dólares en mayores precios de gas natural y volúmenes

Compensado por:

- \$83 millones de dólares de tarifas más altas de derivación debido a precios de gas natural más altos
- \$71 millones dólares en mayores ventas de LNG

Compensado por:

- \$143 millones de dólares de aumento en ingresos de TdM debido principalmente a mayores precios de energía compensado por menores volúmenes de mantenimiento mayor programado concluido en marzo de 2022, que resultó en mayor confiabilidad en la planta
- \$53 millones de dólares en mayores ingresos de transporte derivado de tarifas más altas
- \$46 millones de dólares en mayores ingresos de negocios de energías renovables debido a Border Solar y la segunda fase de ESJ puestos en servicio en marzo de 2021 y enero de 2022, respectivamente, la adquisición de ESJ en marzo de 2021 y tarifas más altas de transmisión
- \$5 millones de dólares en mayores ingresos de las terminales de Veracruz y de la Ciudad de México que iniciaron servicios en marzo y julio de 2021, respectivamente, compensado por \$18 millones de dólares en ganancias de venta en un arrendamiento

financiero relacionado con el inicio de un arrendamiento de estructura ferroviaria en la terminal de Veracruz en el tercer trimestre de 2021 y en revaluación de un arrendamiento operativo

En 2022 en comparación con 2021, el costo de venta para negocios relacionados con la energía de Sempra aumentó en \$331 millones de dólares a \$942 millones de dólares principalmente por:

- \$257 millones de dólares derivado de mayores compras de gas natural y LNG relacionadas con activos y optimización de suministro
- \$65 millones de dólares en TdM derivado de precios más altos de gas natural compensado por menores volúmenes de mantenimiento mayor programado completado en marzo de 2022

Operación y Mantenimiento

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Sempra California	\$ 4,591	\$ 4,012	\$ 3,707
Sempra Texas Utilities	5	6	6
Sempra Infrastructure	793	656	550
Sociedad Controladora y otros ⁽¹⁾	70	72	78
Total	\$ 5,459	\$ 4,746	\$ 4,341

⁽¹⁾ Incluye eliminaciones de actividad intercompañía.

En 2023 en comparación con 2022, el O&M de Sempra aumentó en \$713 millones de dólares (15%) a \$5.5 mil millones de dólares principalmente por:

- \$579 millones de dólares de aumento en Sempra California, debido a:
 - \$506 millones de dólares en gastos mayores asociados con programas de reembolso, cuyos costos incurridos se recuperan en ingresos
 - \$73 millones de dólares en mayores costos de operación no reembolsables
- \$137 millones de dólares de aumento en Sempra Infrastructure debido a:
 - \$52 millones de dólares de una reserva para pérdidas de créditos esperadas de balances vencidos de clientes
 - \$38 millones de dólares en mayores costos de desarrollo y otros gastos no capitalizados de proyectos en construcción
 - \$21 millones de dólares en mayores servicios comprados
 - \$12 millones de dólares en mayor costo de operación por la revaluación de arrendamientos operativos en las terminales de productos refinados en 2022

En 2022 en comparación con 2021, el O&M de Sempra aumentó en \$405 millones de dólares (9%) a \$4.7 mil millones de dólares principalmente por:

- \$305 millones de dólares en aumento en Sempra California, debido a:
 - \$272 millones de dólares en mayores gastos relacionados con programas de reembolso, cuyos costos incurridos se recuperan en ingresos
 - \$33 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables
- \$106 millones de dólares en Sempra Infrastructure por:
 - \$28 millones de dólares en el negocio de transporte debido a mayor mantenimiento de tuberías y estaciones de compresores y mayores costos administrativos
 - \$28 millones de dólares en mayores costos de desarrollo y servicios adquiridos
 - \$20 millones de dólares de negocios de energías renovables debido principalmente a reparaciones de construcción y mantenimiento en Ventika
 - \$19 millones de dólares debido al inicio de operaciones comerciales de las terminales de Veracruz y Ciudad de México en marzo y julio de 2021, respectivamente
 - \$10 millones de dólares en mayores costos de operación en TdM de mayores compras de materiales y servicios debido a mantenimiento mayor programado concluido en marzo de 2022

Compensado por:

- \$16 millones de dólares en menores costos operativos debido a la revaloración de arrendamientos operativos en las terminales de productos refinados

Litigio y Asuntos Reglamentarios de Aliso Canyon

En 2022 y 2021, Sempra California registró cargos de \$259 millones de dólares y \$1,593 millones de dólares, respectivamente, relacionados con litigios y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga. Describimos estos cargos en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Utilidad en Venta de Activos

En 2021, Sociedad Controladora y otros reconocieron una utilidad por \$36 millones de dólares en la venta de PXiSE.

Otra Utilidad, Neta

En 2023 en comparación con 2022, otra utilidad, neta de Sempra aumentó en \$107 millones de dólares a \$131 millones de dólares principalmente por:

- \$70 millones de dólares de aumento de \$28 millones de dólares de ganancias de inversión neta en 2023 en comparación con \$42 millones de dólares en pérdidas de inversión netas en 2022 principalmente en activos dedicados a apoyar nuestro plan de beneficios para empleados no calificado y el plan de compensaciones diferidas en Sociedad controladora y otro
- \$53 millones de dólares en mayores ingresos por intereses en cuentas de balance reglamentarias en Sempra California principalmente por tasas más altas de papel comercial
- \$19 millones de dólares de aumento de \$6 millones de dólares de ganancias en 2023 en comparación con \$13 millones de dólares de pérdidas en 2022 de impactos asociados con instrumentos de tasas de interés y divisas y transacciones de cambio de divisas principalmente en Sempra Infrastructure, incluyendo:
 - \$15 millones de dólares más de \$2 millones de dólares en ganancias en 2023 en comparación con \$13 millones de dólares de pérdidas en 2022 en otros efectos transaccionales de cambio de divisas
 - \$11 millones de dólares de pérdidas en tipos de cambio en 2022 en un crédito denominado en pesos mexicanos a IMG, que se compensa completamente en participación de utilidades

Compensado por:

- \$6 millones de dólares en menores ganancias de swaps entre divisas como resultado de la fluctuación del peso mexicano
- \$10 millones de dólares en multas en 2022 relacionadas con eficiencia energética y OSCs en Sempra California

Compensado por:

- \$47 millones de dólares en mayores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto, incluyendo \$46 millones de dólares en Sempra California

En 2022 en comparación con 2021, otra utilidad, neta de Sempra disminuyó en \$34 millones de dólares a \$24 millones de dólares principalmente por:

- \$92 millones de dólares de disminución por \$42 millones de dólares de pérdidas de inversión netas en 2022 en comparación con \$50 millones de dólares de ganancias de inversión en 2021 en activos dedicados para soportar nuestro plan de beneficios para empleados no calificados y el plan de compensaciones diferidas en Sociedad controladora y otros
- \$10 millones de dólares en multas a Sempra California en 2022 relacionadas con la eficiencia energética y OSCs

Compensado por:

- \$33 millones de dólares en menores pérdidas de impactos asociados con instrumentos de tasas de interés y divisas y transacciones de cambio de divisas principalmente en Sempra Infrastructure, incluyendo:
 - \$40 millones de dólares menos de \$12 millones de dólares de ganancias en 2022 en comparación con \$28 millones de dólares en pérdidas en 2021 en derivados en divisas y swaps entre divisas como resultado de la fluctuación del peso mexicano
 - \$12 millones de dólares en menores pérdidas en divisa extranjera en un crédito denominado en pesos mexicanos a IMG, que se compensa en participación en utilidades

Compensado por:

- \$18 millones de dólares más de \$13 millones de dólares en pérdidas en 2022 en comparación con \$5 millones de dólares en ganancias en 2021 en otros efectos transaccionales de divisas extranjeras
- \$20 millones de dólares en mayor utilidad de intereses en las cuentas de balance reglamentarias en Sempra California
- \$10 millones de dólares en mayor capital de AFUDC, incluyendo \$14 millones de dólares en Sempra California

- \$8 millones de dólares en menores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto

Proporcionamos mayores detalles de los componentes de otra utilidad, neta, en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Gasto por Intereses

En 2023 en comparación con 2022, los gastos por intereses de Sempra incrementaron en \$255 millones de dólares (24%) a \$1.3 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$135 millones de dólares en Sempra California, debido principalmente a balances de deuda más altos de emisiones de deuda y mayores tasas de interés
 - \$94 millones de dólares en Sociedad Controladora y otros de mayores tasas de interés y préstamos en papel comercial y mayores balances de deuda de emisiones de deuda
 - \$25 millones de dólares en Sempra Infrastructure debido principalmente a:
 - \$80 millones de dólares por \$33 millones de dólares de pérdidas no realizadas y una transacción de \$14 millones de dólares en 2023, comparado con \$33 millones de dólares en ganancias no realizadas netas en 2022 en una tasa de interés contingente de swap relacionado con el proyecto PA LNG Fase 1, que describimos en la Nota 11 de los Estados Financieros Consolidados
 - \$44 millones de dólares principalmente en mayores tasas de interés y préstamos de líneas de crédito comprometidas
- Compensado por:
- \$99 millones de dólares en menores gastos de intereses debido a una mayor capitalización de gastos por intereses en proyectos en construcción

En 2022 en comparación con 2021, los gastos por intereses de Sempra disminuyeron en \$144 millones de dólares (12%) a \$1.1 mil millones de dólares debido principalmente a:

- \$121 millones de dólares en Sociedad Controladora y otros, debido principalmente a \$126 millones de dólares en cambios asociados con primas y el pago completo a primas y cancelación de descuentos y costos de emisión de deuda de la amortización anticipada de valores de deuda en diciembre de 2021, compensado por balances de deuda más altos de emisiones de deuda
- \$101 millones de dólares en Sempra Infrastructure, debido principalmente a:
 - \$54 millones de dólares en cargos asociados con costos de terminación de coberturas y cancelación de costos de emisión de deuda no amortizada de amortizaciones anticipadas de deuda en octubre de 2021
 - \$33 millones de dólares en ganancias netas no realizadas en 2022 en una tasa de interés contingente de swap relacionado con el proyecto propuesto PA LNG Fase 1

Compensado por:

- \$78 millones de dólares en Sempra California, principalmente por mayores balances de deuda de emisiones de deuda

Impuestos a la Utilidad

GASTO DE IMPUESTO Y TASAS DE IMPUESTO EFECTIVA

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Gasto por impuesto a la utilidad	\$ 490	\$ 556	\$ 99
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y participación en utilidades	\$ 2,627	\$ 1,343	\$ 219
Participación en utilidades, antes de impuesto a la utilidad ⁽¹⁾	633	666	614
Utilidad antes de impuesto	\$ 3,260	\$ 2,009	\$ 833
Tasa de impuesto efectiva	15 %	28 %	12 %

⁽¹⁾ Describimos cómo reconocemos participación en utilidades en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Reportamos como parte de nuestros resultados antes de impuestos las utilidades o pérdidas atribuibles a NCI. Sin embargo, no registramos impuestos a la utilidad para una parte de estas utilidades o pérdidas, toda vez que algunas de nuestras entidades con NCI son actualmente tratadas como asociaciones para efectos fiscales de EE.UU., y por lo tanto únicamente somos responsables

de impuestos de una parte de las utilidades que nos son asignadas. Sin embargo, nuestra utilidad antes de impuestos incluye el 100% de estas entidades. Si nuestras entidades con NCI siguen creciendo, y si continuamos invirtiendo en dichas entidades, el impacto en nuestros ETR podría ser más significativo.

Conforme a la IRA, iniciando en 2023, el alcance de los proyectos elegibles para créditos fiscales a la inversión se amplió para incluir proyectos independientes de almacenamiento de energía. La IRA también ofreció una elección que permite que los créditos fiscales a la inversión relacionados con proyectos independientes de almacenamiento de energía sean devueltos a los clientes de servicios públicos durante un período que es más corto que la vida del activo aplicable. Bajo esta elección, Sempra registró un beneficio por impuesto a la utilidad por \$142 millones de dólares por estos créditos fiscales a la inversión, compensados por un pasivo reglamentario, que redujo el ETR Sempra en 2023.

En abril de 2023, la IRS emitió el Procedimiento de Ingresos 2023-15, el cual provee un método de contabilidad “safe harbor” para contabilizar los gastos de reparación de gas. Sempra tiene la intención de elegir este cambio en el método de contabilidad fiscal en su declaración fiscal de ingresos de 2023 y ha registrado un beneficio estimado en el impuesto a la utilidad de \$131 millones de dólares en 2023. Adicionalmente, Sempra actualizó su evaluación de beneficios al impuesto a la utilidad no reconocidos de años anteriores y registró un beneficio fiscal de \$43 millones de dólares en 2023 para beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos previamente respecto de gastos para la reparación de gas. Sempra registró un pasivo reglamentario asociado por parte de estos beneficios transferibles a los clientes en el futuro.

En 2023 comparado con 2022, el gasto por impuesto a la utilidad de Sempra disminuyó por \$66 millones de dólares (12%) debido principalmente a:

- \$142 millones de dólares en beneficios por impuestos a la utilidad en 2023, por el reconocimiento de créditos fiscales a la inversión por proyectos independientes de almacenamiento de energía;
- \$120 millones de dólares en gastos por impuestos diferidos asociados con el cambio en nuestra declaración de reinversión indefinida relacionada con nuestras subsidiarias extranjeras
- mayores beneficios por impuestos a la utilidad por elementos transferibles, incluyendo un beneficio por \$131 millones de dólares por elegir el método de contabilidad fiscal bajo el Procedimiento de Ingresos 2023-15
- \$112 millones de dólares en menor gasto por impuesto a la utilidad en 2023 atribuible a la participación de NCI en mayores ingreso antes de impuestos de sociedades en EE.UU.
- \$43 millones de dólares en beneficio por impuesto a la utilidad en 2023 por el reconocimiento de beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos previamente respecto de gastos para la reparación de gas

Compensado por:

- mayor utilidad antes de impuestos
- \$114 millones de dólares de \$283 millones de dólares de gastos por impuestos a la utilidad en 2023 comparado con \$169 millones de dólares en gastos por impuestos a la utilidad en 2022 por efectos de tipos de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México
- \$60 millones de dólares en beneficio por impuestos a la utilidad en 2022 asociados con costos relacionados con litigios y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga
- \$41 millones de dólares en menor beneficio por impuestos a la utilidad por los cambios en una reserva de valoración de ciertos créditos de impuesto

En 2022 en comparación con 2021, el gasto por impuesto a la utilidad de Sempra incrementó en \$457 millones de dólares en 2022, en comparación con 2021, debido principalmente a:

- \$385 millones de dólares por \$60 millones de dólares en beneficios por impuestos en 2022 en comparación con \$445 millones de dólares en beneficios por impuestos en 2021 asociados a cargos relacionados con litigios y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga
- \$165 millones de dólares por \$169 millones de dólares en gastos por impuestos en 2022 en comparación con \$4 millones de dólares en gastos por impuestos en 2021 por efectos de tipos de cambio e inflación en nuestras posiciones monetarias en México y derivados asociados
- \$120 millones de dólares en costos de impuesto diferidos asociados con el cambio en nuestra declaración de reinversión indefinida relacionada con nuestras subsidiarias extranjeras
- menores beneficios de impuesto por elementos transferibles

Compensado por:

- \$72 millones de dólares de gastos de impuestos netos relacionados con la utilización de activo de impuesto diferido una vez concluida la venta de un 20% de NCI en SI Partners a KKR en octubre de 2021

- \$58 millones de dólares por \$49 millones de dólares en un beneficio por impuestos a la utilidad de en 2022 en comparación con \$9 millones de dólares de gasto por impuestos a la utilidad en 2021 por los cambios en una reserva de valoración de ciertos créditos de impuesto
- \$28 millones de dólares en mayores beneficios por impuestos a la utilidad netos en 2022 por la revaloración de ciertos impuestos diferidos
- \$22 millones de dólares en mayores beneficios por impuestos en 2022 por la resolución de temas fiscales del año anterior

Describimos el impacto de los tipos de cambio e inflación en impuestos más adelante en “Impacto de Tipo de Cambio y la Tasa de Inflación y en los Resultados de Operación”. Véase las Notas 1 y 8 de los Estados Financieros Consolidados para mayor detalle sobre nuestra contabilidad para impuestos y elementos sujetos a tratamiento trasladable.

Participaciones en Utilidades

En 2023 en comparación con 2022, la participación en utilidades de Sempra disminuyó por \$17 millones de dólares (1%) permaneciendo en \$1.5 mil millones de dólares, debido principalmente a:

- \$73 millones de dólares en Cameron JNV, debido a menores ingresos por exceso de LNG y mayores gastos por intereses
- \$41 millones de dólares en Oncor Holdings debido a:
 - mayor gasto por intereses y gastos de depreciación atribuibles a capital invertido
 - mayor O&M
 - cancelación por la denegación de tarifas base en 2023 resultante de la orden final de la PUCT en la revisión integral de tarifas base de Oncor

Compensado por:

- mayores ingresos atribuibles a:
 - actualización de tarifas para reflejar los aumentos en capital invertido
 - incremento en las unidades de facturación de la transmisión
 - nuevas tarifas base implementadas en mayo de 2023
 - aumento de clientes
- Compensado por:
- menor consumo de los clientes debido principalmente al clima
- \$28 millones de dólares en IMG debido a mayor gasto por intereses y efectos de tipo de cambio, incluyendo \$11 millones de dólares en ganancias por tipo de cambio en 2022 en los créditos denominados en pesos mexicanos otorgados a IMG por los titulares del JV, las cuales son compensados completamente en otra utilidad, neta

Compensado por:

- \$85 millones de dólares en TAG Norte debido a los mayores ingresos, incluyendo el impacto acumulado de las nuevas tarifas que entraron en vigor en junio de 2023, compensado por un mayor gasto en impuestos a la utilidad
- \$40 millones de dólares relacionados con nuestra inversión en RBS Sempra Commodities basado en un convenio de transacción

En 2022 en comparación con 2021, las participaciones en utilidades de Sempra aumentaron por \$155 millones de dólares (12%) a \$1.5 mil millones de dólares, debido principalmente a:

- \$118 millones de dólares en Oncor Holdings debido a:
 - mayores ingresos por actualización de tarifas para reflejar aumentos en capital invertido
 - mayor consumo de los clientes debido principalmente al clima y crecimiento de los clientes

Compensado por:

- mayor gasto de depreciación y gasto por intereses atribuibles a capital invertido
- mayor O&M
- \$100 millones de dólares en Cameron LNG JV, debido principalmente al exceso en la producción de LNG y utilidades por mantenimiento

Compensado por:

- \$50 millones de dólares en 2021 relacionado con nuestras inversiones en RBS Sempra Commodities a resolver asuntos pendientes de IVA y costos legales relacionados

- \$15 millones de dólares en IMG, debido a mayor gasto por impuestos y efectos de tipo de cambio, incluyendo \$12 millones de dólares en menores utilidades por tipo de cambio en los créditos de IMG denominados en pesos mexicanos por los titulares del JV, las cuales son compensadas totalmente en otra utilidad, neta, compensada por menor gasto por intereses

Utilidades Atribuibles a Participación no Controladora

En 2023 en comparación con 2022, las utilidades de Sempra atribuibles a NCI incrementó de \$397 millones de dólares a \$543 millones de dólares debido principalmente a:

- \$310 millones de dólares mayores debido al incremento de la utilidad neta de SI Partners
- \$87 millones de dólares mayores como resultado de la disminución de nuestra participación en SI Partners y sus subsidiarias

En 2022 en comparación con 2021, las utilidades de Sempra atribuibles a NCI incrementó por \$1 millón de dólares (1%) a \$146 millones de dólares, debido principalmente a:

- \$120 millones de dólares mayores como resultado de la disminución de nuestra participación en SI Partners compensada por el incremento en nuestra participación en IEnova

Compensado por:

- \$121 millones de dólares menores debido a una disminución de la utilidad neta de las subsidiarias de SI Partners

Dividendos Preferentes

En 2022 en comparación con 2021, los dividendos preferentes disminuyeron de \$19 millones de dólares a \$44 millones de dólares debido a la conversión de todas las acciones preferentes serie B en julio 2021.

IMPACTO DE TIPO DE CAMBIO Y TASAS INFLACIONARIAS EN LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN

Debido a que nuestra empresa de distribución de gas natural en México, Ecogas, utiliza la moneda local como su moneda funcional, sus ingresos y gastos se traducen a dólares de EE.UU. a tipos de cambio promedio para el período de consolidación en los resultados de operación de Sempra.

Conversión de Divisas

Cualquier diferencia en los tipos de cambio promedio utilizados para la conversión de actividades en los estados de resultados de un ejercicio a otro puede causar una variación en los resultados comparativos de las operaciones de Sempra. El cambio en nuestras utilidades como resultado de conversión de divisas fue mayor por \$3 millones de dólares en 2023 en comparación con 2022 e insignificante en 2022 en comparación con 2021.

Impactos Transaccionales

A pesar de que los estados financieros de la mayoría de nuestras subsidiarias mexicanas y JVs tienen como moneda funcional el dólar de EE.UU., algunas operaciones pueden estar denominadas en la moneda local, dichas operaciones se vuelven a valorar en dólares de EE.UU. Estas revalorizaciones generan ganancias y pérdidas transaccionales que son incluidas en otra utilidad, neta, para nuestras entidades consolidadas y en Participación en Utilidades para nuestras JVs.

Podríamos utilizar swaps de tipo de cambio que convierten los montos principales y pagos de interés denominados en pesos mexicanos en dólar de EE.UU. y swap de tasas de intereses variables mexicanos por tasas de intereses fijas de EE.UU. El impacto de estos swaps de tipo de cambio es compensado en OCI y son reclasificados de AOCI en utilidades en otra utilidad, neta, y gasto de interés como ocurran las liquidaciones.

Alguno de nuestros ductos mexicanos (principalmente Los Ramones I y San Fernando en IEnova Pipelines y Los Ramones Norte en TAG Pipelines) generan utilidad basado en tarifas que son establecidas por las agencias gubernamentales en México, con contratos denominados en pesos mexicanos que están indexados al dólar de EE.UU., ajustados anualmente por inflación y fluctuación en tasa de tipo de cambio. Las ganancias y pérdidas resultantes de la revaloración de los montos en moneda local en dólares de EE.UU. y la liquidación compensada de forwards y swaps de tipo de cambio relacionados con estos contratos se incluyen en ingresos: negocios relacionados con la energía o participación en utilidades.

Las actividades de los Estados de Resultados en nuestras operaciones en el extranjero y sus JVs también se ven afectadas por las ganancias y pérdidas transaccionales, en el cuadro siguiente se presenta un resumen de los mismos:

GANANCIAS (PÉRDIDAS) TRANSACCIONALES DE EFECTOS DE TIPOS DE CAMBIO E INFLACIONARIOS

(En millones de dólares)

	Total de montos reportados			Ganancias (pérdidas) transaccionales incluidas en los montos reportados		
	Años terminados el 31 de diciembre de					
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Sempra:						
Otra utilidad, neta	\$ 131	\$ 24	\$ 58	\$ 6	\$ (13)	\$ (46)
Gasto por impuesto	(490)	(556)	(99)	(283)	(169)	(4)
Participación en utilidades	1,481	1,498	1,343	(68)	(36)	2
Ingreso neto	3,618	2,285	1,463	(345)	(218)	(48)
Utilidades atribuibles a participación no controladora	(543)	(146)	(145)	110	54	4
Utilidades atribuibles a acciones comunes	3,030	2,094	1,254	(235)	(164)	(44)

Impactos de Tasa de Tipo de Cambio e Inflación en Impuestos y Actividades de Cobertura Relacionadas

Nuestras subsidiarias mexicanas tienen saldos en efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda (activos y pasivos monetarios) denominadas en dólares de EE.UU. que son afectados por los movimientos de tasas de tipo de cambio mexicanos para propósitos fiscales mexicanos. También tienen activos y pasivos por impuesto diferidos significativos denominados en pesos mexicanos que deben convertirse a dólares de EE.UU. para efectos de reportes financieros. Además, los activos y pasivos monetarios y ciertos activos y pasivos no monetarios son ajustados por la inflación mexicana para efectos fiscales mexicanos. Como resultado, las fluctuaciones en ambos, en las tasas de tipo de cambio para el peso mexicano contra el dólar de EE.UU., y la inflación mexicana, nos puede exponer a fluctuaciones en costos fiscales, otra utilidad, neta, y participación en utilidades. Podemos usar derivados de tipo de cambio como un medio para ayudar a mitigar la exposición a la tasa de tipo de cambio en nuestros activos y pasivos monetarios, y esta actividad de derivados impacta a otra utilidad, neta. Sin embargo, generalmente no cubrimos nuestros activos y pasivos por impuesto diferidos, lo que nos vuelve susceptibles a la volatilidad en costo fiscal causada por fluctuaciones en la tasa de tipo de cambio e inflación.



A continuación, describimos los resultados de operaciones y cambios significativos en utilidades, ingresos y costos de SDG&E para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Para la discusión de los resultados de operaciones y cambios significativos en utilidades, ingresos y costos de SDG&E para el año terminado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con el año terminado el 31 de diciembre de 2021, véase la “Parte II – Punto 7. MD&A – Resultados de Operaciones” en nuestro reporte anual en la Forma 10-K para el 2022 presentado ante la SEC el 28 de febrero de 2023.

RESULTADOS DE OPERACIÓN

RESULTADOS DE OPERACIÓN

(En millones de dólares)



En 2023 en comparación con 2022, el incremento en los ingresos de SDG&E por \$21 millones de dólares (2%) fue debido principalmente a:

- \$40 millones de dólares mayores de margen operativo básico de la CPUC, neto de gastos operativos, y \$24 millones de dólares por menor costo de capital autorizado
- \$21 millones de dólares en mayor margen de transmisión eléctrica
- \$18 millones de dólares en mayores utilidades reglamentarios netos por intereses

Compensado por:

- \$30 millones de dólares en mayores gastos netos por intereses
- \$15 millones de dólares en menores beneficios de impuestos por la resolución de elementos de impuestos del año anterior
- \$5 millones de dólares en amortización acelerada del Fondo Contra Incendios Forestales en 2023

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN INGRESOS Y COSTOS

Ingresos por Electricidad y Costos de Combustible Eléctrico y Energía Adquirida

En 2023 en comparación con 2022, los ingresos por electricidad de SDG&E disminuyeron en \$446 millones de dólares (9%) a \$4.3 mil millones de dólares principalmente debido a:

- \$549 millones de dólares en menores costos de combustible eléctrico y energía adquirida, que describimos a continuación
- \$197 millones de dólares en 2023 por el reconocimiento de créditos fiscales a la inversión por proyectos independientes de almacenamiento de energía, los cuales se compensan en beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad

Compensado por:

- \$97 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados
- \$92 millones de dólares en mayores ingresos asociados con programas de reembolso, que son compensados completamente en O&M
- \$50 millones de dólares en mayores ingresos por operaciones de transmisión
- \$45 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC

En 2023 en comparación con 2022, los costos de combustible eléctrico y energía adquirida de SDG&E disminuyeron en \$549 millones de dólares a \$445 millones de dólares, debido principalmente a:

- \$396 millones de dólares en menor energía adquirida de la ISO de California debido a menor demanda de clientes de carga saliente ahora provista por CCAs y menores precios de mercado
- \$170 millones de dólares en menor energía comprada debido a mayores ventas de exceso de capacidad a terceros
- \$157 millones de dólares de menores costos de generación propiedad de empresas de servicios públicos
- \$65 millones de dólares en mayores ganancias realizadas en contratos de derivados de gas natural a precio fijo, los cuales se han celebrado para cubrir el costo de combustible eléctrico, y reservas de emisión de GHG

Compensado por:

- \$259 millones de dólares en menores ventas a la ISO de California debido a menores precios de mercado

Ingresos de Gas Natural y Costo del Gas Natural

El costo de gas natural promedio de SDG&E por mil pies cúbicos fue de \$11.05 dólares en 2023 y \$8.01 dólares en 2022. El costo promedio de gas natural vendido en SDG&E es afectado por precios de mercado, así como transporte, tarifas y otros gastos.

En 2023 en comparación con 2022, los ingresos por gas natural de SDG&E incrementaron en \$205 millones de dólares (20%) a \$1.2 mil millones de dólares, debido principalmente a:

- \$169 millones de dólares en incremento en el costo del gas natural vendido, que describimos a continuación
- \$32 millones de dólares en mayores ingresos de proyectos de capital incrementales y balanceados
- \$29 millones de dólares de mayores ingresos asociados a programas de reembolso, que son compensados completamente en O&M
- \$12 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC

Compensado por:

- \$44 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2023 por la elección de cambio al método de contabilidad fiscal bajo el Procedimiento de Ingresos 2023-15, los cuales se compensan en beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad

En 2023 en comparación con 2022, el costo de gas natural de SDG&E incrementó en \$169 millones de dólares (47%) a \$532 millones de dólares, debido principalmente a:

- \$146 millones de dólares de mayores precios promedio de gas natural
- \$23 millones de dólares de mayores volúmenes impulsados por el clima

Operación y Mantenimiento

En 2023 en comparación con 2022, el O&M de SDG&E incrementó en \$169 millones de dólares (10%) a \$1.8 mil millones de dólares, debido principalmente a:

- \$121 millones de dólares de mayores gastos asociados con programas de reembolso, cuyos costos incurridos se recuperan en ingresos
- \$48 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables, incluyendo la amortización acelerada del Fondo Contra Incendios Forestales en 2023

Otra Utilidad, Neta

En 2023 en comparación con 2022, la otra utilidad, neta, de SDG&E incrementó en \$5 millones de dólares (5%) a \$97 millones de dólares, debido principalmente a:

- \$24 millones de dólares de mayor utilidad neta por intereses en cuentas de balance reglamentarias debido a mayores tasas de papel comercial

Compensado por:

- \$8 millones de dólares en mayores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto

Gasto por Intereses

En 2023 comparación con 2022, el gasto por intereses de SDG&E aumentó en \$48 millones de dólares (11%) a \$497 millones de dólares principalmente por mayores balances de deuda por emisiones de deuda y mayores tasas de interés.

Impuestos a la Utilidad

(BENEFICIO) GASTO DE IMPUESTO A LA UTILIDAD Y TASAS DE IMPUESTO EFECTIVA

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
SDG&E:			
(Beneficio) gasto de impuesto a la utilidad	\$ (26)	\$ 182	\$ 201
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	\$ 910	\$ 1,097	\$ 1,020
Tasa de impuesto efectiva	(3)%	17 %	20 %

SDG&E tuvo un beneficio por impuesto a la utilidad en 2023 en comparación con un gasto por impuesto a la utilidad en 2022, debido principalmente a menor utilidad antes de impuesto y las siguientes cuestiones fiscales.

Conforme a la IRA, en 2023, el alcance de los proyectos elegibles para créditos fiscales a la inversión se amplió para incluir proyectos independientes de almacenamiento de energía. La IRA también ofreció una elección que permite que los créditos fiscales a la inversión relacionados con proyectos independientes de almacenamiento de energía sean devueltos a los clientes de servicios públicos durante un período que es más corto que la vida del activo aplicable. Bajo esta elección, SDG&E registró un beneficio por impuesto a la utilidad por \$142 millones de dólares por estos créditos fiscales a la inversión, compensados por un pasivo reglamentario, que redujo el ETR SDG&E en 2023.

En abril de 2023, la IRS emitió el Procedimiento de Ingresos 2023-15, el cual provee un método de contabilidad “safe harbor” para contabilizar los gastos de reparación de gas. SDG&E tiene la intención de elegir este cambio en el método de contabilidad fiscal en su en la declaración fiscal de ingresos de Semptra del 2023 y ha registrado un beneficio estimado en el impuesto a la utilidad de \$34 millones de dólares en 2023. SDG&E registró un pasivo reglamentario asociado por parte de estos beneficios transferibles a los clientes en el futuro.

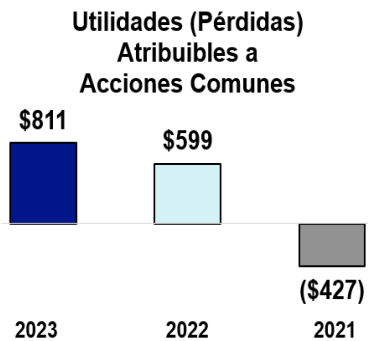


A continuación, describimos los resultados de operaciones y cambios significativos en utilidades, ingresos y costos de SoCalGas para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Para la discusión de los resultados de operaciones y cambios significativos en utilidades, ingresos y costos de SoCalGas para el año terminado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con el año terminado el 31 de diciembre de 2021, véase la “Parte II – Punto 7. MD&A – Resultados de Operaciones” en nuestro reporte anual en la Forma 10-K para el 2022 presentado ante la SEC el 28 de febrero de 2023.

RESULTADO DE OPERACIONES

RESULTADO DE OPERACIONES

(En millones de dólares)



En 2023 en comparación con 2022, el incremento en los ingresos de SoCalGas por \$212 millones de dólares (35%) fue debido principalmente a:

- \$199 millones de dólares en cargos en 2022 relacionados con litigios y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga
- \$36 millones de dólares en mayores beneficios por impuestos a la utilidad principalmente de elementos transferibles, que incluye \$25 millones de dólares relacionados con beneficios por impuestos a la utilidad en 2023 por beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos previamente respecto de gastos para la reparación de gas
- \$21 millones de dólares en mayor utilidad por intereses reglamentario neto
- \$13 millones de dólares en mayores premios reglamentarios aprobados por la CPUC
- \$10 millones de dólares en multas en 2022 relacionadas con eficiencia energética y OSCs

Compensado por:

- \$60 millones de dólares en mayor gasto por intereses neto
- \$8 millones de dólares en menor margen operativo base de CPUC, neto de gastos operativos y \$22 millones de dólares de menores costos de capital autorizados

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN INGRESOS Y COSTOS

Ingresos por Gas Natural y Costos de Gas Natural

El costo de gas natural promedio de SoCalGas por mil pies cúbicos fue de \$10.47 dólares en 2023 y \$7.48 dólares en 2022. El costo promedio de gas natural vendido en SoCalGas es afectado por precios de mercado, así como transporte y otros gastos.

En 2023 en comparación con 2022, los ingresos por gas natural de SoCalGas incrementaron en \$1.4 mil millones de dólares (21%) a \$8.3 mil millones de dólares, debido principalmente a:

- \$1.0 mil millones de dólares en incremento en el costo del gas natural vendido, que describimos a continuación
- \$385 millones de dólares de mayores ingresos asociados a programas de reembolso, que son compensados completamente en O&M

- \$98 millones de dólares en mayores ingresos autorizados por la CPUC
- \$38 millones de dólares en mayores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto, que son compensados completamente por otro gasto, neto
- \$19 millones de dólares en mayores ingresos por comisiones de franquicia
- \$18 millones de dólares en mayores premios reglamentarios aprobados por la CPUC

Compensado por:

- \$127 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2023 por la elección de cambio al método de contabilidad fiscal bajo el Procedimiento de Ingresos 2023-15, los cuales se compensan en gasto (beneficio) por impuestos a la utilidad
- \$26 millones de dólares en menores ingresos reglamentarios en 2023 por el reconocimiento de beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos previamente respecto de gastos para la reparación de gas, los cuales se compensan en beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad

En 2023 en comparación con 2022, el costo de gas natural de SoCalGas incrementó en \$1.0 mil millones de dólares (46%) a \$3.3 mil millones de dólares, debido principalmente a:

- \$931 millones de dólares de mayores precios promedio de gas natural
- \$100 millones de dólares de mayores volúmenes impulsados por el clima

Operación y Mantenimiento

En 2023 comparado con 2022, el O&M de SoCalGas incrementó en \$419 millones de dólares (17%) a \$2.8 mil millones de dólares, debido principalmente a:

- \$385 millones de dólares en mayores gastos asociados a programas de reembolso, cuyos costos incurridos se recuperan en ingresos
- \$34 millones de dólares en mayores costos operativos no reembolsables

Litigios y Asuntos Reglamentarios de Aliso Canyon

En 2022, SoCalGas registró gastos por \$259 millones de dólares relacionados con litigios y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga

Otro Gasto, Neto

En 2023 comparado con 2022, otro gasto, neto de SoCalGas, disminuyó en \$4 millones de dólares a \$4 millones de dólares debido principalmente a:

- \$29 millones de dólares de mayor utilidad neta por intereses en cuentas de balance reglamentarias debido a mayores tasas de papel comercial
- \$10 millones de dólares en multas en 2022 relacionadas con eficiencia energética y OSCs

Compensado por:

- \$38 millones de dólares en mayores componentes no relacionados con el servicio del costo de beneficio periódico neto

Gasto por Intereses

En 2023 comparación con 2022, el gasto por intereses de SoCalGas aumentó en \$87 millones de dólares (44%) a \$285 millones de dólares principalmente por mayores balances de deuda por emisiones de deuda y mayores tasas de interés.

Impuestos a la Utilidad

(BENEFICIO) GASTO DE IMPUESTO A LA UTILIDAD Y TASAS DE IMPUESTO EFECTIVA

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
SoCalGas:			
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (5)	\$ 138	\$ (310)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos a la utilidad	\$ 807	\$ 738	\$ (736)
Tasa de impuesto efectiva	(1)%	19 %	42 %

En abril de 2023, la IRS emitió el Procedimiento de Ingresos 2023-15, el cual provee un método de contabilidad “safe harbor” para contabilizar los gastos de reparación de gas. SoCalGas tiene la intención de elegir este cambio en el método de contabilidad fiscal en la declaración fiscal de ingresos de Sempra del 2023 y ha registrado un beneficio estimado en el impuesto a la utilidad de \$97 millones de dólares en 2023. Adicionalmente, SoCalGas actualizó su evaluación de beneficios al impuesto a la utilidad no reconocidos de años anteriores y registró un beneficio fiscal de \$43 millones de dólares en 2023, por beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos previamente respecto de gastos para la reparación de gas. SoCalGas registró un pasivo reglamentario asociado por parte de estos beneficios transferibles a los clientes en el futuro.

SoCalGas tuvo un beneficio por impuesto a la utilidad en 2023 comparado con un gasto por impuestos a la utilidad en 2022, debido principalmente a:

- mayores beneficios por impuestos a la utilidad por elementos transferibles, incluyendo un beneficio por \$97 millones de dólares por elegir el método de contabilidad fiscal en su en su declaración fiscal bajo el Procedimiento de Ingresos 2023-15
- \$43 millones de dólares en beneficio por impuesto a la utilidad en 2023 por el reconocimiento de beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos previamente respecto de gastos para la reparación de gas
- menor utilidad antes de impuestos en 2023 en comparación con 2022 (antes de cargos en 2022 relacionados con litigios y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga)

Compensado por:

- \$60 millones de dólares en beneficios por impuesto a la utilidad de 2022 asociados a cargos relacionados con litigios y asuntos reglamentarios relacionados con la Fuga

RECURSOS DE CAPITAL Y LIQUIDEZ

RESUMEN GENERAL

Sempra

Liquidez

Esperamos cumplir con nuestras necesidades de efectivo a través de flujos de efectivo de operaciones, efectivo sin restricciones y equivalentes de efectivo, préstamos bajo o respaldados por nuestras líneas crediticias, otras contracciones de deuda, que pueden incluir la emisión de valores de deuda y obtención de préstamos a plazo, y otras operaciones de financiamiento que pueden incluir la emisión de valores de capital, distribuciones de nuestras inversiones bajo el método de participación en capital, financiamiento de proyectos y financiamiento de los propietarios NCI. Creemos que estas fuentes de flujo de efectivo, combinadas con los fondos disponibles, serán adecuadas para financiar nuestras operaciones, tanto en el corto como el largo plazo, incluyendo:

- financiar gastos de capital
- pago de deuda
- fondear dividendos
- fondear obligaciones contractuales y de otro tipo y de cualquier otra forma cumplir con requerimientos de liquidez
- fondear requerimientos de aportación de capital
- fondear nuevos negocios o adquisición de activos o empresas en desarrollo (*start-ups*)

Sempra, SDG&E y SoCalGas tienen actualmente acceso razonable al mercado de dinero y al mercado de capitales y actualmente no están limitados en su capacidad para obtener préstamos u de cualquier otra forma obtener dinero a tasas de mercado de bancos comerciales bajo líneas revolventes existentes, a través de ofertas públicas de títulos de deuda o capital, o a través de ofertas privadas de deuda por nuestras líneas de crédito revolventes para el caso de papel comercial. Sin embargo, nuestra capacidad para tener acceso a estos mercados o para obtener créditos de bancos comerciales, fuera de nuestras líneas de crédito revolventes comprometidas, podría verse materialmente limitada si las condiciones económicas empeoran o las disrupciones o la volatilidad en estos mercados aumentan. El financiamiento de deuda se ha convertido en menos atractivo dado al reciente incremento de las tasas de interés a corto y largo plazo. Adicionalmente, nuestras actividades de financiamiento y las acciones de las agencias de calificación crediticia, así como muchos otros factores, podrían afectar negativamente la disponibilidad y el costo del financiamiento de deuda a corto y largo plazo y capital. Además, los flujos de efectivo de las operaciones pueden verse afectados por el momento del comienzo y la conclusión y, potencialmente, los excesos de costos de los proyectos grandes y otros eventos materiales, como la transacción de litigios materiales. Si los flujos de efectivo de las operaciones se redujeran significativamente

o no pudiéramos pedir prestado u obtener otros financiamientos en condiciones aceptables, es probable que primero reduzcamos o pospongamos los gastos de capital discrecionales (no relacionados con la seguridad) y las inversiones en negocios nuevos. Monitoreamos nuestra capacidad para financiar las necesidades de nuestras actividades operativas, de inversión y de financiamiento de una manera consistente con nuestra meta de mantener nuestras calificaciones crediticias de grado de inversión.

Oferta de Acciones Ordinarias y Contratos de Venta de Futuros

Como describimos en la Nota 14 de los Estados Financieros Consolidados, nuestra oferta de acciones ordinarias se completó en noviembre de 2023, proveyendo \$144 millones de dólares netos de recursos iniciales en el caso de que los suscriptores ejerzan parcialmente su opción de sobreasignación para la compra de acciones adicionales de nuestras acciones ordinarias. Inicialmente, no recibimos recursos por la venta de nuestras acciones ordinarias en virtud de los contratos de venta de futuros (forward sale agreement), suscritos en relación con la oferta. Los contratos de venta de futuros nos permiten optar, sujeto a ciertas condiciones, por la entrega física, la liquidación en efectivo o la liquidación neta de acciones, para la totalidad o una parte de nuestras obligaciones en virtud de los contratos. Esperamos liquidar los contratos de venta a futuro en su totalidad por la entrega de acciones comunes bajo una liquidación física a cambio de recursos en efectivo en una o más liquidaciones a más tardar el 31 de diciembre de 2024, que es la fecha final de liquidación bajo de los contratos. Al 27 de febrero de 2024, al precio inicial de venta a plazo de \$68.845 dólares por acción, esperamos que los recursos netos de la liquidación física total de los acuerdos de venta a plazo sean aproximadamente \$1.2 mil millones de dólares (netos de descuentos de suscripción, pero antes de deducir los costos de emisión de acciones, y sujetos a determinados ajustes de conformidad con los acuerdos de venta a plazo). Si eligiéramos la liquidación en efectivo o la liquidación neta de acciones en lugar de la entrega física, el importe de los recursos en efectivo que recibiríamos en el momento de la liquidación sería, quizás sustancialmente, menor o podríamos no recibir ningún ingreso en efectivo o podríamos entregar efectivo (en un importe que podría ser significativo) o acciones ordinarias nuestras a los compradores de futuros en virtud de los acuerdos de venta de futuros.

Utilizamos los recursos netos iniciales de esta oferta, y esperamos utilizar cualquiera de los recursos de la venta de acciones comunes, de conformidad con los contratos de venta de futuros, para financiar capital de trabajo y otros fines corporativos generales, incluido financiar parcialmente nuestro plan de capital a largo plazo y el pago de papel comercial y potencialmente otras deudas.

Fondos Disponibles

Nuestras líneas de crédito comprometidas proporcionan liquidez y soportan al papel comercial. Sempra, SDG&E y SoCalGas cada una tiene contratos de crédito a cinco años a vender en 2028 y Sempra Infrastructure tiene cuatro líneas de crédito comprometidas que expiran en varias fechas del 2025 al 2030, y una línea de crédito revolvente no comprometidas a vencer en 2024.

FONDOS DISPONIBLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

(En millones de dólares)

	Sempra	SDG&E	SoCalGas
Efectivo no restringido y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	\$ 236	\$ 50	\$ 2
Crédito disponible no utilizado ⁽²⁾	7,731	1,500	253

⁽¹⁾ Montos en Sempra incluye \$124 mantenidos en jurisdicciones fuera de EE.UU. Describimos repatriaciones en la Nota 8 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

⁽²⁾ Crédito disponible no utilizado es el monto total disponible en líneas de crédito comprometidas y no comprometidas que describimos en la Nota 7 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados. Debido a que nuestros programas de papel comercial están respaldados por estas líneas, reflejamos la cantidad de papel comercial pendiente y cualquier carta de crédito pendiente como una reducción del crédito disponible no utilizado.

Deudas a Corto Plazo

Utilizamos la deuda a corto plazo principalmente para cumplir con los requisitos de liquidez, fondear dividendos para los accionistas y financiar temporalmente gastos de capital, adquisiciones o empresas en desarrollo (start-ups). SDG&E y SoCalGas utilizan la deuda a corto plazo principalmente para satisfacer las necesidades de capital de trabajo o para ayuda a fondear costos de eventos específicos. El papel comercial y líneas de crédito fueron nuestras fuentes principales de financiamiento de deuda a corto plazo en 2023.

Describimos nuestras actividades de deuda a corto plazo en la Nota 7 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, y más adelante en “Fuentes y Uso de Efectivo”.

La siguiente tabla muestra estadísticas seleccionadas respecto a nuestros créditos de papel comercial.

ESTADÍSTICAS DE PAPEL COMERCIAL

(En millones de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	31 de diciembre de					
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Montos en circulación al final del periodo	\$ 1,313	\$ 759	\$ —	\$ 205	\$ 947	\$ 100
Tasa de interés promedio ponderada al final del periodo	5.48 %	4.75 %	— %	4.79 %	5.44 %	4.41 %
Saldo diario promedio ponderado en circulación	\$ 1,329	\$ 905	\$ 48	\$ 59	\$ 301	\$ 145
Rendimiento promedio ponderado diario	5.02 %	1.58 %	1.00 %	0.28 %	4.24 %	1.16 %
Monto máximo diario en circulación	\$ 2,119	\$ 2,364	\$ 408	\$ 401	\$ 982	\$ 607

Actividades de Deuda a Largo Plazo

Las emisiones significativas y pagos de deuda a largo plazo en 2023 incluyeron lo siguiente:

EMISIONES DE DEUDA A LARGO PLAZO Y PAGOS

(En millones de dólares)

Emisiones:	Monto de emisiones	Vencimiento
Sempra notas senior no garantizadas de 5.40%	\$ 550	2026
Sempra notas senior no garantizadas de 5.50%	700	2033
SDG&E bonos hipotecarios en primer lugar de 5.35%	800	2053
SDG&E bonos hipotecarios verdes en primer lugar de 4.95%	600	2028
SoCalGas bonos hipotecarios en primer lugar de 5.20%	500	2033
SoCalGas bonos hipotecarios en primer lugar de 5.75%	500	2053
Sempra Infrastructure notas de tasa variable (proyecto ECA LNG Fase 1)	257	2025
Sempra Infrastructure notas de tasa variable (proyecto PA LNG Fase 1)	258	2030
Pagos:	Pagos	Vencimiento
SDG&E bonos hipotecarios en primer lugar de 3.60%	\$ 450	2023
SoCalGas notas senior no garantizadas de tasa variable	300	2023
Sempra Infrastructure notas de 6.3% (4.124% después del swap de divisas)	208	2023

Al 31 de diciembre de 2023, Sempra espera realizar pagos de intereses sobre deuda a largo plazo por un total de \$19.4 mil millones de dólares, de los cuales se espera que \$1.2 mil millones de dólares se paguen en 2024 y se espera que \$18.2 mil millones de dólares se paguen en años subsecuentes hasta 2079. Al 31 de diciembre de 2023, SDG&E espera realizar pagos de intereses sobre deuda a largo plazo por un total de \$6.0 mil millones de dólares, de los cuales se espera que \$340 millones de dólares se paguen en 2024 y se espera que \$5.7 mil millones de dólares se paguen en años subsecuentes hasta 2053. Al 31 de diciembre de 2023, SoCalGas espera realizar pagos de intereses sobre deuda a largo plazo por un total de \$4.7 mil millones de dólares, de los cuales se espera que \$278 millones de dólares se paguen en 2024 y se espera que \$4.5 mil millones de dólares se paguen en años subsecuentes hasta 2053. Calculamos los pagos de intereses esperados utilizando la tasa de interés establecida para las obligaciones de tasa fija, incluidos los swaps de tipo de interés variable a fijo. Calculamos los pagos de intereses previstos para las obligaciones de tasa variable basados en las tasas previstas vigentes al 31 de diciembre de 2023.

Describimos nuestras actividades de deuda a largo plazo, incluyendo el uso de recursos de las emisiones de deuda a largo plazo, y vencimientos en la Nota 7 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Calificaciones Crediticias

Las calificaciones crediticias de Sempra, SDG&E y SoCalGas mantuvieron el grado de inversión en 2023.

CALIFICACIONES CREDITICIAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

	Sempra	SDG&E	SoCalGas
Moody's	Baa2 con perspectiva estable	A3 con perspectiva estable	A2 con perspectiva estable
S&P	BBB+ con perspectiva estable	BBB+ con perspectiva estable	A con perspectiva negativa
Fitch	BBB+ con perspectiva estable	BBB+ con perspectiva estable	A con perspectiva estable

Una disminución en las calificaciones crediticias de Sempra o de cualquiera de sus subsidiarias o de las perspectivas de calificación puede, dependiendo de la severidad, dar lugar a la imposición de convenios financieros o gravosos, o a un requisito de que se otorguen garantías en el caso de determinados financiamientos y puede afectar material y adversamente a los precios de mercado de sus acciones y títulos de deuda, las tasas a las que se toman préstamos y se emite el papel comercial, y las diversas tasas sobre sus servicios de crédito pendientes. Esto puede hacer más costosa la emisión de valores de deuda para Sempra, SDG&E, SoCalGas y otras subsidiarias de Sempra, a fin de obtener créditos y obtener otro tipo de financiamientos. Proporcionamos información adicional sobre nuestras calificaciones crediticias en Sempra, SDG&E y SoCalGas en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo”.

Sempra ha acordado que, si la calificación crediticia de la deuda preferente garantizada de Oncor por parte de cualquiera de las Agencias Calificadoras cae por debajo de BBB (o su equivalente), Oncor suspenderá los dividendos y otras distribuciones (excepto para pagos de impuestos contractuales), a menos que la PUCT autorice lo contrario. La deuda preferente garantizada de Oncor se clasificó como A2, A+ y A en Moody's, S&P y Fitch, respectivamente, al 31 de diciembre de 2023.

Sempra, SDG&E y SoCalGas tienen líneas de crédito comprometidas para proporcionar liquidez y apoyar el papel comercial. Las disposiciones bajo estos créditos devengan intereses a tasas referenciadas más un margen que varía con las tasas de índices del mercado y la calificación crediticia de cada acreditada. Cada línea requiere también una comisión de compromiso sobre el crédito disponible no utilizado que puede verse afectada por la calificación crediticia de cada acreditada. Por ejemplo, suponiendo una disminución de un grado:

- Si Sempra experimentara una degradación de sus calificaciones respecto a su nivel actual, la tasa a la que los préstamos devengan intereses aumentaría en 25 bps. La comisión de compromiso sobre el crédito disponible no utilizado también aumentaría 5 bps.
- Si SDG&E experimentara una degradación de sus calificaciones respecto a su nivel actual, la tasa a la que los préstamos devengan intereses aumentaría en 12.5 bps. La comisión de compromiso sobre el crédito disponible no utilizado también aumentaría 5 bps.
- Si SoCalGas experimentara una degradación de sus calificaciones respecto a su nivel actual, la tasa a la que los préstamos devengan intereses aumentaría en 12.5 bps. La comisión de compromiso sobre el crédito disponible no utilizado también aumentaría 2.5 bps.

Las calificaciones crediticias de Sempra, SDG&E y SoCalGas también pueden afectar sus respectivos límites crediticios relacionados con instrumentos derivados, como describimos en la Nota 11 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Créditos con/a Afiliadas

Al 31 de diciembre de 2023, Sempra tenía \$312 millones de dólares en préstamos adeudados a afiliadas no consolidadas.

Beneficios Posteriores al Retiro

Sempra, SDG&E y SoCalGas tienen inversiones significativas en varios fideicomisos para proveer pagos futuros de pensiones y otros PBOP. La capacidad de los fideicomisos de realizar pagos continuos de beneficios requeridos no ha sido afectada de forma materialmente adversa por los cambios en los valores de los activos, que dependen de las fluctuaciones de los mercados, contribuciones y retiros. Sin embargo, cambios en el valor de los activos y otros factores en periodos futuros (como los cambios en las tasas de descuento, las tasas de rendimiento asumidas, las tablas de mortalidad y las regulaciones) pueden influir en los requisitos de fondeo de los planes de pensiones y otros planes PBOP. Adicionalmente, las contribuciones a nuestros planes se basan en nuestra política de fondeo, que generalmente limita los pagos de exceder los activos del plan del 110% de la obligación de beneficios proyectados, que están sujetos a las limitaciones máximas de deducción de impuestos. Sempra, SDG&E y SoCalGas esperan aportar \$265 millones de dólares, \$37 millones de dólares y \$174 millones de dólares, respectivamente, a planes de pensión y otros planes PBOP en 2024 y \$1.8 mil millones de dólares, \$564 millones de dólares y \$983 millones de dólares, respectivamente, en los nueve años siguientes. En SDG&E y SoCalGas, los requerimientos de financiamiento son generalmente recuperables en tarifas. Describimos nuestros planes de beneficios para empleados y nuestras aportaciones esperadas a dichos planes en la Nota 9 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Ley de Reducción de Inflación de 2022

La IRA fue promulgada como ley en agosto de 2022. La IRA incluye créditos fiscales y otros incentivos para iniciativas energéticas y climáticas, e introduce un impuesto mínimo alternativo de 15% sobre los ingresos de estados financieros ajustados para los años fiscales que comienzan a partir del 31 de diciembre de 2022. No esperamos actualmente que la IRA tenga un impacto material adverso en los resultados de Sempra, SDG&E y SoCalGas de operaciones, condiciones financieras y/o flujos de

efectivo. Continuaremos evaluando el impacto de la IRA en Sempra, SDG&E y SoCalGas según el Departamento del Tesoro de EE.UU. y el IRS emitan guías de implementación fiscal y la EPA o DOE emitan guías sobre iniciativas climáticas y energéticas.

Directiva de Impuesto Mínimo

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico ha introducido un marco para implementar un impuesto mínimo global del 15%, referido como la “directiva del impuesto mínimo”. Muchos aspectos de la directiva del impuesto mínimo entrarán en vigor al principio de 2024. Aunque no se tiene certeza si EE.UU. promulgará legislación para adoptar esta directiva del impuesto mínimo, otros países están en proceso de introducir y promulgar legislación para implementar la directiva del impuesto mínimo. Actualmente, no esperamos que la directiva mínima de impuestos tenga un impacto material en los resultados de las operaciones, condiciones financieras y/o flujos de efectivo de Sempra, SDG&E o SoCalGas.

Sempra California

Las operaciones de SDG&E y SoCalGas han proporcionado históricamente utilidades y liquidez relativamente estables. Su desempeño y liquidez futura dependerá principalmente del proceso reglamentario y para establecer tarifas, las regulaciones ambientales, litigios, las condiciones económicas, las acciones de las legislaturas y el cambiante mercado energético, así como otros asuntos descritos en este reporte. SDG&E y SoCalGas esperan que los fondos disponibles no utilizados de sus líneas de crédito descritas anteriormente, que también apoya sus programas de papel comercial, los flujos de efectivo de las operaciones y otras contracciones de deuda, incluyendo la emisión de valores de deuda y la obtención de préstamos a plazo sigan siendo adecuados para financiar sus respectivas operaciones actuales y gastos de capital planeados. SDG&E y SoCalGas administran sus estructuras de capital y pagan dividendos según es apropiado y conforme a lo aprobado por sus respectivos consejos de administración.

El impacto y la duración de procesos de cobranza suspendidos durante la pandemia de COVID-19, la implementación de programas de asistencia a clientes y el aumento de la facturación a los clientes durante la temporada de invierno de 2023, ha resultado en que ciertos clientes de SDG&E y SoCalGas exhiban pagos más lentos y niveles de impago más elevados que los registrados históricamente. Este giro ha resultado en un aumento en reservas para pérdidas crediticias esperadas el año terminado el 31 de diciembre de 2023 para ambas compañías, incluso mientras se reanudan los procesos de cobranza y potencialmente se incrementa el pago de montos vencidos. SDG&E y SoCalGas tienen mecanismos regulatorios para recuperar pérdidas crediticias y por lo tanto registran cambios en las reservas para pérdidas crediticias relacionadas con Cuentas Por Cobrar – Comercial que es probable recuperar en cuentas reglamentarias. Aunque SDG&E y SoCalGs cuentan con mecanismos regulatorios para recuperar pérdidas crediticias, el retraso de pago de los clientes afecta el calendario de los flujos de efectivo.

Conforme lo describimos en la Nota 4 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados, los cambios en las cuentas de balance reglamentarias para los costos significativos en SDG&E y SoCalGas, particularmente un cambio entre el estatus de sobrecobrados y subcobrados, puede tener un impacto significativo en los flujos de efectivo. Estos cambios generalmente representan la diferencia entre cuando se incurre en los costos y cuando en última instancia se recuperan o reembolsan en las tarifas a través de las facturas a los clientes.

SDG&E

Fondo Contra Incendios Forestales

El valor contable de los activos del Fondo Contra Incendios Forestales de SDG&E fue por un total de \$297 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023. Describimos la Legislación de Incendios Forestales y el compromiso de SDG&E de realizar aportaciones anuales de accionistas al Fondo Contra Incendios Forestales hasta 2028 en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SDG&E está expuesto al riesgo de que los IOU eléctricos de California participantes puedan incurrir en costos por reclamaciones de incendios forestales de terceros por las cuales buscarán recuperación del Fondo Contra Incendios Forestales con respecto a los incendios forestales ocurridos desde la promulgación de la Legislación sobre Incendios Forestales en julio de 2019. En tal situación, SDG&E puede reconocer una reducción de su activo del Fondo Contra Incendios Forestales y registrar una amortización acelerada contra las ganancias cuando la cobertura disponible se reduzca debido a las reclamaciones recuperables de cualquier IOU participante, como fue el caso en 2023 después de que PG&E indicara que buscará un reembolso del Fondo Contra Incendios Forestales por las pérdidas asociadas al Incendio de Dixie, el cual estuvo activo desde julio de 2021 a octubre de 2021 y fue reportado como el incendio forestal más grande (medido por acres quemados) en la historia de California. Si, se determina que cualquier equipo de la IOU eléctrica de California es la causa de un incendio, podría tener un efecto adverso y significativo en la situación financiera y en los resultados operativos de SDG&E y Sempra hasta el valor en libros de nuestro activo de Fondo

Contra Incendios Forestales, con una potencial exposición adicional si se determina que el equipo de SDG&E causó un incendio. Adicionalmente, el Fondo Contra Incendios Forestales podría agotarse completamente debido a incendios en los territorios de servicio de las otras IOU eléctricas de California, incendios en el territorio de servicio de SDG&E o una combinación de ellos. En el caso de que el Fondo Contra Incendios Forestales sea significativamente disminuido, agotado o terminado, SDG&E perderá la protección otorgada por el Fondo Contra Incendios Forestales y, como consecuencia, un incendio en el territorio de servicio de SDG&E podría tener un efecto material adverso y significativo en los resultados de las operaciones, la situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SDG&E y Sempra.

Mecanismo de Recuperación de Costos de Mitigación de Incendios Forestales

En octubre de 2023, SDG&E presentó una solicitud por separado a la CPUC en su GRC para 2024 describiendo \$2.2 mil millones de dólares en costos para implementar sus planes de mitigación de incendios forestales de 2019 al 2022, y busca solicitar la revisión y recuperación de los costos incrementales del plan de mitigación de incendios forestales incurridos durante ese periodo, por un total de \$1.5 mil millones de dólares. SDG&E espera recibir una decisión propuesta a su solicitud a finales de 2024. En febrero de 2024, la CPUC aprobó un mecanismo de recuperación de costos provisional que permitiría a SDG&E recuperar \$194 millones de dólares en tarifas de su plan de mitigación de incendios forestales en la cuenta de balance reglamentaria en 2024 y, si un mecanismo de recuperación no se implementa para el 1 de enero de 2025, se prevén \$96 millones de dólares adicionales en 2025. Dicha recuperación del plan de mitigación de incendios forestales en las cuentas de balance reglamentaria de SDG&E se encontrará sujeta a revisión razonable. SDG&E también espera presentar una solicitud por separado a finales de 2024 para la revisión y recuperación de los costos del plan de mitigación de incendios forestales en 2023.

Decomiso de SONGS

SDG&E tiene inversiones significativas en SONGS NDT para proveer pagos futuros de decomiso nuclear. La capacidad del NDT para realizar pagos periódicos requeridos no se ha visto afectada material o adversamente por cambios en el valor de los activos, que dependen de las fluctuaciones del mercado, las aportaciones y retiros. Sin embargo, el valor de los activos podría verse afectado material y adversamente por la actividad futura en los mercados de renta fija y renta variable, así como por los cambios en los costos estimados de desmantelamiento, o en los supuestos y juicios hechos por la administración que subyacen a estas estimaciones, podrían causar revisiones al costo total estimado asociado con la retirada de los activos. Los requisitos de financiamiento son generalmente recuperables en tarifas. Discutimos el NDT de Sempra y los pagos de decomiso esperados de SONGS en la Nota 15 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Acuerdos Fuera de Balance

SDG&E han celebrado PPAs y contratos de suministro (*tolling*) que son participaciones variables en entidades no consolidadas. Discutimos los intereses variables en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SoCalGas

Fuga de Gas de la Instalación de Almacenamiento de Gas Natural Aliso Canyon

Desde el 23 de octubre de 2015 al 11 de febrero de 2016, SoCalGas experimentó la Fuga, que discutimos en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados y en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo”.

Contabilidad y Otros Impactos. Al 31 de diciembre de 2023, \$31 millones de dólares se acumulan en la Reserva para los Costos de Aliso Canyon y \$2 millones de dólares se acumulan en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Consolidados de Sempra y SoCalGas. Estas acumulaciones no incluyen cualesquier montos que exceden de lo que se ha estimado razonablemente para solucionar ciertos asuntos que describimos en “Procedimientos Legales – SoCalGas - Fuga de Gas de la Instalación de Almacenamiento de Gas Natural Aliso Canyon - Litigio” en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados, ni los importes que puedan ser necesarios para resolver amenaza de litigio, otros posibles litigios u otros costos. No hemos sido capaces de estimar razonablemente la pérdida posible o el rango de posibles pérdidas en exceso de los montos incurridos, que podrían ser significativos y podrían tener un efecto adverso material en los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de SoCalGas y Sempra.

Operaciones de Almacenamiento de Gas Natural y Fiabilidad. El gas natural retirado del almacenamiento es importante para mantener la fiabilidad del servicio durante los periodos de mayor demanda, incluyendo las necesidades de consumo de calefacción en el invierno y las necesidades pico de generación eléctrica en el verano. La instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon es la terminal de almacenamiento de SoCalGas más grande y un componente importante del sistema de suministro de SoCalGas. En febrero de 2017, la CPUC abrió el procedimiento SB 380 OII para determinar la factibilidad de minimizar o eliminar el uso de la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, manteniendo la confiabilidad

energética y eléctrica de la región, incluyendo analizar alternativas para mantener o eliminar la demanda de servicios de las terminales en caso de que fueran eliminadas.

Al 31 de diciembre de 2023, la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon tenía un valor contable neto de \$1.0 mil millones de dólares. Si la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon se cerrara permanentemente o si los flujos de efectivo futuros de su explotación fueran de otro modo insuficientes para recuperar su valor contable, podríamos registrar un deterioro de la instalación, que podría ser material, incurrir materialmente en costos de operación más elevados de lo previsto y/o tener que realizar gastos de capital adicionales materiales (algunos o todos los cuales podrían no ser recuperables en las tarifas), y la fiabilidad del gas natural y la generación eléctrica podrían verse comprometidos.

Contrato de Franquicia

La franquicia de Los Angeles de SoCalGas venció inicialmente en junio de 2023 y su ampliación subsecuente venció en diciembre de 2023. SoCalGas se encuentra en el proceso de negociación de un nuevo contrato con el Condado de Los Angeles. SoCalGas está operando y espera continuar operando bajo los términos y condiciones de la franquicia vencida hasta que se haya llegado a un nuevo acuerdo y no espera la disrupción del servicio a clientes en el Condado de Los Angeles no incorporado mientras continúan las negociaciones.

Sempra Texas Utilities

Oncor depende del financiamiento externo como una fuente significativa de liquidez para sus necesidades de capital. En el caso de que Oncor no cumpla con sus requisitos de capital, no tener acceso a capital suficiente o aumentar el capital en condiciones favorables para financiar sus necesidades continuas, podemos optar por hacer contribuciones de capital adicionales a Oncor (ya que nuestros compromisos con la PUCT nos prohíben otorgar crédito a Oncor), que podrían ser sustanciales y reducir el efectivo disponible para otros fines, aumentar nuestro endeudamiento y en última instancia afectar negativamente nuestros resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones. La capacidad de Oncor para hacer distribuciones puede estar limitada por factores como sus calificaciones crediticias, requerimientos de capital reglamentario, aumentos en su plan de capital, razón de deuda a capital aprobado por la PUCT y otras restricciones y consideraciones. Adicionalmente, Oncor no hará distribuciones si la mayoría de los consejeros independientes de Oncor o cualquier consejero miembro minoritario determina que es en el mejor interés de Oncor retener tales cantidades para cumplir con los requisitos futuros esperados.

Tasas y Recuperación de Costo

La PUCT emitió una orden final de la tarifa base comprensiva de Oncor más reciente en abril de 2023, y las tasas que implementaban esa orden entraron en vigor el 1 de mayo de 2023. En junio de 2023, la PUCT emitió una orden de nueva audiencia en respuesta a las peticiones de nueva audiencia presentadas por Oncor y algunas partes intervinientes en el procedimiento. La orden de nueva audiencia introdujo ciertas correcciones técnicas y tipográficas en la orden final, pero por lo demás, afirmó las disposiciones materiales de la orden final y no exigió la modificación de las tarifas que entraron en vigor el 1 de mayo de 2023. En septiembre de 2023, Oncor presentó una apelación en el Juzgado de Distrito del Condado de Travis buscando revisión judicial de ciertas denegaciones de tarifas bases y los efectos en los gastos relacionados con dichas denegaciones en la nueva audiencia de la PUCT. El 22 de febrero de 2024, la corte desestimó la apelación por falta de competencia, Oncor está evaluando si apelar esa determinación.

Acuerdos Fuera de los Balances Generales

Nuestra inversión en Oncor Holdings es una participación variable en una entidad no consolidada. Discutimos los intereses variables en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Sempra Infrastructure

Sempra Infrastructure espera financiar sus gastos de capital, inversiones y operaciones en parte con fondos disponibles, incluyendo líneas de crédito existentes, y flujos de efectivo de operaciones del negocio de Sempra Infrastructure. Esperamos que Sempra Infrastructure requiera financiamiento adicional para el desarrollo y expansión de su cartera de proyectos, que pueden ser financiados a través de una combinación de financiamiento de la sociedad controladora y propietarios de NCI, financiamiento bancario, emisión de deuda, financiamiento de proyectos, asociándose en JVs y ventas de activos.

Al 31 de diciembre de 2023, Sempra, KKR Pinnacle y ADIA son propietarios directa o indirectamente de una participación del 70%, 20% y 10%, respectivamente, en SI Partners, y cada uno de KKR Denali, una afiliada de ConocoPhillips, y TotalEnergies SE son propietarios de una participación del 60%, 30% y 16.6%, respectivamente, en tres subsidiarias diferentes de SI Partners. En 2023 y 2022, Sempra Infrastructure distribuyó \$730 millones de dólares y \$237 millones de dólares a sus propietarios NCI,

respectivamente, y los propietarios NCI contribuyeron \$1,770 millones de dólares y \$31 millones de dólares a Sempra Infrastructure, respectivamente.

Sempra Infrastructure se encuentra en varias etapas de desarrollo o construcción en proyectos de licuefacción de gas natural, gasoductos y proyectos de terminales, y proyectos de generación renovable y secuestro de carbono, los cuales describimos a continuación. El desarrollo y/o construcción exitosa de estos proyectos está sujeta a numerosos riesgos e incertidumbres.

Con respecto a los proyectos en desarrollo, estos riesgos e incertidumbres incluyen, según sea aplicables en el proyecto, cualquier falla respecto con:

- asegurar compromisos vinculantes con los clientes
- identificar socios de proyecto y de capital adecuados
- obtener financiamiento suficiente
- llegar a un acuerdo con socios de proyectos o demás partes aplicables para proceder
- obtener, modificar y mantener permisos y aprobaciones reglamentarias, incluyendo las solicitudes de exportación de LNG a países no pertenecientes a la FTA, a la luz de la pausa temporal de dichas autorizaciones de la Administración actual, mientras que la DOE revisa el análisis económico y ambiental que utiliza para evaluar dichas solicitudes
- negociar, completar y mantener acuerdos comerciales adecuados, los cuales pueden incluir EPC, peaje, adquisición de capital, gobernanza, venta de LNG, acuerdos de suministro y transporte de gas
- alcanzar una decisión de inversión final positiva

Con respecto a proyectos en construcción, estos riesgos e incertidumbres incluyen, además de los riesgos aplicables a cada proyecto descritos anteriormente, retrasos de construcción y sobrecostos.

Un resultado desfavorable con respecto a cualquiera de estos factores podría tener un efecto adverso en (i) desarrollo y construcción de los proyectos aplicables, incluyendo el deterioro de la totalidad o una parte sustancial de los costos de capital invertidos en el proyecto hasta la fecha, el cual podría ser material, y (ii) para cualquier proyecto que haya alcanzado una decisión positiva final de inversión, los resultados de operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o las proyecciones de Sempra. Para un análisis de estos riesgos, véase la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo”.

Las descripciones a continuación discuten varios HOAs, MOUs y otros contratos de desarrollo no vinculantes con respecto a varios proyectos de desarrollo de Sempra Infrastructure. Estos acuerdos no obligan a cualquier parte a celebrar contratos definitivos o de otra forma participar en los proyectos aplicables, y la participación final de las partes se mantiene sujeta a negociación y finalización de acuerdos definitivos, entre otros factores.

LNG

Proyecto Cameron LNG Fase 2. Cameron LNG JV está desarrollando un proyecto de propuesta de expansión que sumaría un tren de licuefacción con una capacidad de producción máxima estimada de 6.75 Mtpa que incrementaría la capacidad de producción de hasta aproximadamente 1 Mtpa de los tres trenes existentes en la terminal Cameron LNG Fase 1 por medio de actividades de desaturación. El sitio de Cameron LNG JV puede acomodar trenes adicionales más allá del proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2.

Anteriormente Cameron LNG JV recibió los permisos principales y aprobaciones del FTA y fuera del FTA asociados a la expansión potencial que incluía hasta dos trenes de licuefacción adicionales y hasta dos tanques de almacenamiento de LNG de contención completa adicionales. La aprobación fuera del FTA para el proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2 incluye, entre otros, una fecha límite a mayo de 2026 para iniciar las exportaciones comerciales, para lo cual esperamos solicitar una prórroga. En marzo de 2023, la FERC aprobó la propuesta de modificación de Cameron LNG JV para modificar los permisos y permitir el uso de motores eléctricos, en lugar de motores de turbina de gas, lo que reduciría las emisiones GHG. La enmienda también permite el cambio de diseño de una expansión de dos trenes de turbinas de gas a una expansión de un tren de propulsión eléctrica junto con otras mejoras que, en conjunto, esperaríamos resulte en una instalación más rentable y eficiente, al mismo tiempo que reducen las emisiones de GHG.

Sempra Infrastructure y otros socios de Cameron LNG JV, es decir, afiliados de TotalEnergies SE, Mitsui & Co., Ltd. y Japan LNG Investment, LLC, una compañía de propiedad conjunta entre Mitsubishi Corporation y Nippon Yusen Kabushiki Kaisha, han celebrado un HOA no vinculante para el desarrollo potencial del proyecto Cameron LNG Fase 2. El HOA no vinculante proporciona un marco comercial para el proyecto propuesto, incluyendo la asignación contemplada a SI Partners del 50.2% de la capacidad de producción del cuarto tren y 25% de la capacidad de desaturación del proyecto bajo acuerdo de suministro. El HOA no vinculante contempla que la capacidad restante a sea asignada en partes iguales a clientes actuales de la terminal Cameron

LNG Fase 1. Sempra Infrastructure planea vender el LNG correspondiente a su capacidad de asignación de lo propuesto por el proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2 bajo SPAs a largo plazo previo a tomar la decisión de inversión definitiva.

En julio de 2023, tras la terminación de contratos de diseño de ingeniería frontal con dos partes, Cameron LNG JV notificó a Bechtel que fue elegido para realizar trabajos adicionales de ingeniería de valor en el proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2. Tras la terminación del trabajo de valorización, en enero de 2024, Cameron LNG LV concluyó trabajo adicional bajo el contrato aplicable con Bechtel. Cameron LNG JV está preparando para volver a licitar el trabajo EPC para el proyecto Cameron LNG Fase 2 propuesto para ayudar a optimizar los costos y tiempos de trabajo. Esperamos que este trabajo continúe hasta el final de 2024 y estar en una posición de tomar una decisión de inversión definitiva en la primera mitad del 2025 y completar todas las actividades de financiamiento y de permisos necesarias para alinear nuestras autorizaciones con el calendario propuesto para el proyecto.

En diciembre de 2023, Entergy Louisiana, LLC, una subsidiaria de Entergy Corporation, y Cameron LNG JV celebraron un nuevo contrato de servicio de electricidad (y contratos auxiliares relacionados) para el suministro de hasta 950 MW de energía renovable a Cameron LNG JV para recursos renovables en Luisiana. El contrato está sujeto a la aprobación de la Comisión de Servicios Públicos de Luisiana y a acreditantes del proyecto existentes.

La ampliación de la terminal de licuefacción de Cameron LNG Fase 1 más allá de los tres primeros trenes está sujeta a ciertas restricciones y condiciones en virtud de los acuerdos de financiación del proyecto de JV, incluyendo entre otras, restricciones de alcance para la expansión del proyecto a menos que se obtenga el consentimiento previo apropiado de los acreedores del proyecto existente. En virtud de los acuerdos de capital de Cameron LNG JV, la expansión del proyecto requiere el consentimiento unánime de todos los miembros, incluso con respecto a la obligación de inversión de capital de cada miembro.

Proyecto ECA LNG Fase 1. ECA LNG Fase 1 está construyendo una instalación de un tren de licuefacción de gas natural en el sitio de la Terminal ECA Regas existente de Sempra Infrastructure con una capacidad instalada combinada de 3.25 Mtpa y una capacidad de exportación de 2.5 Mtpa. No esperamos que la construcción u operación del proyecto ECA LNG Fase 1 interrumpa las operaciones en la Terminal ECA Regas. SI Partners mantiene una participación del 83.4% en ECA LNG Fase 1, y una afiliada de TotalEnergies SE mantiene la participación del 16.6% restante. Al 31 de diciembre de 2023, Sempra mantiene una participación indirecta en el proyecto ECA LNG fase 1 de 58.4%.

Hemos recibido autorizaciones del DOE para exportar gas natural producido en EE.UU. a México y para reexportar LNG a países que no pertenecen al FTA del proyecto ECA LNG Fase 1. ECA LNG Fase 1 tiene SPAs de LNG definitivo a 20 años con una afiliada de TotalEnergies SE por aproximadamente 1.7 Mtpa de LNG y con Mitsui & Co., Ltd. por aproximadamente 0.8 Mtpa de LNG.

Tenemos contrato EPC con TP Oil & Gas Mexico S. de R.L. de C.V., una afiliada de Technip Energies N.V, para la construcción del proyecto ECA LNG Fase 1. Estimamos que el precio total del contrato EPC será aproximadamente de \$1.5 mil millones de dólares, con gastos de capital que se aproximarán a los \$2 mil millones de dólares incluidos los intereses capitalizados al nivel del proyecto y las contingencias del proyecto. El costo real del contrato EPC y el monto real de estos gastos de capital pueden diferir sustancialmente de nuestras estimaciones. Esperamos que el proyecto ECA LNG Fase 1 comience operaciones comerciales en el verano de 2025.

ECA LNG Fase 1 tiene un contrato de crédito a cinco años con un sindicato de siete acreditantes externos que vence en diciembre de 2025 por un monto total de principal de hasta \$1.3 mil millones de dólares, de los cuales \$832 millones de dólares estaban pendientes al 31 de diciembre de 2023. Los recursos del crédito se están utilizando para financiar el costo de construcción del proyecto ECA LNG Fase 1.

Con respecto los proyectos ECA LNG Fase 1 y Fase 2, los recientes cambios propuestos a la ley en México y la resolución desfavorable de las disputas inmobiliarias y objeciones de permisos, que en cada caso describimos en la Nota 16 a los Estados Financieros Consolidados, podrían tener un efecto adverso en el desarrollo y construcción de estos proyectos.

Proyecto ECA LNG Fase 2. Sempra Infrastructure está desarrollando un segundo proyecto de licuefacción de gas natural a gran escala en el sitio de la Terminal ECA Regas existente. Esperamos que el proyecto propuesto ECA LNG Fase 2 conste de dos trenes y un tanque de almacenamiento de LNG y produzca aproximadamente 12 Mtpa de capacidad de exportación. Esperamos que la construcción del proyecto propuesto de ECA LNG Fase 2 estaría en conflicto con las operaciones actuales de la Terminal ECA Regasificación, que actualmente cuenta con contratos de regasificación a largo plazo para el 100% de la capacidad de la instalación de regasificación hasta 2028. Esto hace que las decisiones sobre si, cuándo y cómo llevar a cabo el proyecto propuesto ECA LNG Fase 2 dependa en parte de si la inversión en una terminal de licuefacción a gran escala, a largo plazo, sería más beneficioso financieramente que seguir prestando servicios de regasificación en virtud de nuestros contratos existentes.

Hemos recibido autorizaciones del DOE para exportar gas natural producido en EE.UU. a México y para reexportar LNG a países que no pertenecen al FTA del proyecto propuesto ECA LNG Fase 2.

Tenemos MOUs y/o HOAs no vinculantes con Mitsui & Co., Ltd., una afiliada de TotalEnergies SE y ConocoPhillips que establecen un marco para la posible compra de LNG del proyecto propuesto ECA LNG Fase 2 y la adquisición potencial de una participación en acciones de ECA LNG Fase 2.

Proyecto PA LNG Fase 1. Desde la toma de la decisión de inversión final positiva en marzo de 2023, Sempra Infrastructure está construyendo un proyecto de licuefacción de gas natural en un sitio no desarrollado (greenfield) que posee en las cercanías de Port Arthur, Texas, ubicado a lo largo de la vía fluvial Sabine-Neches. El proyecto PA LNG Fase 1 consistirá en dos trenes de licuefacción, dos tanques de almacenamiento LNG, un muelle marino e instalaciones de carga asociadas e infraestructura conexas necesaria para prestar servicios de licuefacción con una capacidad instalada de aproximadamente 13 Mtpa y una capacidad inicial de compra de aproximadamente 10.5 Mtpa.

Sempra Infrastructure recibió autorizaciones del DOE que permiten que el LNG producido en el proyecto PA LNG Fase 1 sea exportado a todos los países actuales y futuros del FTA y fuera del FTA. En abril de 2019, la FERC aprobó la ubicación, construcción y operación del proyecto PA LNG Fase 1. En junio de 2023, Port Arthur LNG solicitó la autorización a la FERC para aumentar su fuerza de trabajo e implementar un programa de construcción de 24 horas al día con el fin de seguir mejorando la eficiencia de la construcción mientras que reduce los impactos temporales a la comunidad y el medio ambiente en las inmediaciones del proyecto. Si se aprueba, la autorización proporcionaría al contratista EPC más opciones para cumplir o superar el calendario de construcción del proyecto, sujeto al calendario de aprobación por parte de la FERC. La FERC ha publicado un programa que anticipa la emisión de una evaluación ambiental para el proyecto en marzo de 2024.

El proyecto PA LNG Fase 1 posee dos permisos de la Ley para la Calidad del Aire, para la Prevención del Deterioro Significativo emitidos por la TCEQ, a los que nos referimos como el “Permiso 2016” y el “Permiso 2022”. El Permiso 2022 regula las emisiones del proyecto PA LNG Fase 2.

En noviembre de 2023, el Tribunal de Apelaciones del Quinto Circuito de la Corte de los Estados Unidos emitió una decisión para revocar y remitir el Permiso 2022 a la TCEQ para aclaración adicional de la decisión del permiso de la agencia. En febrero de 2024, la corte retiró su opinión, pendiente a la determinación de la Suprema Corte de Texas sobre el estándar apropiado a ser aplicado por la TCEQ. El Permiso 2022 permanece vigente durante la revisión de la Suprema Corte. El Permiso 2016 no fue sujeto de la decisión de la corte, y se encuentra inalterado. La construcción del proyecto PA LNG Fase 1 procede sin interrupciones bajo los permisos existentes, y no esperamos actualmente impactos materiales a los costos, tiempos u operaciones comerciales esperadas del proyecto PA LNG Fase 1 en esta etapa.

Sempra Infrastructure tiene SPAs definitivos para la compra de LNG del proyecto PA LNG Fase 1 con:

- una afiliada de ConocoPhillips por un plazo de 20 años para 5 Mtpa de LNG, así como un contrato de suministro de gas natural por el que una afiliada de ConocoPhillips gestionará los requisitos de suministro de gas de alimentación para el proyecto PA LNG Fase 1.
- RWE Supply & Trading GmbH, subsidiaria de RWE AG, por un plazo de 15 años para 2.25 Mtpa de LNG.
- INEOS por un plazo de 20 años para aproximadamente 1.4 Mtpa de LNG.
- ORLEN por un plazo de 20 años para aproximadamente 1 Mtpa de LNG.
- ENGIE S.A. por un plazo de 15 años para aproximadamente 0.875 Mtpa de LNG.

Tenemos un contrato EPC con Bechtel para la construcción del proyecto PA LNG Fase 1. En marzo de 2023, emitimos un aviso final para proceder bajo el contrato EPC, el cual tiene un precio estimado de aproximadamente \$10.7 mil millones de dólares. Estimamos que los gastos de capital para el proyecto PA LNG Fase 1 serán de aproximadamente \$13 mil millones de dólares incluidos los intereses capitalizados a nivel de proyecto y los imprevistos del proyecto. El costo real del contrato EPC y el importe real de estos gastos de capital pueden diferir sustancialmente de nuestras estimaciones. Esperamos que el primer y segundo tren del proyecto PA LNG Fase 1 comiencen sus operaciones comerciales en 2027 y 2028, respectivamente.

En marzo de 2023, una afiliada indirecta de SI Partners completó la venta de una participación indirecta del 30% en otra subsidiaria de SI Partners (resultando en un NCI indirecto de 30% en el proyecto PA LNG Fase 1) a una filial de ConocoPhillips por una contraprestación total en efectivo de \$254 millones de dólares. Utilizamos los ingresos de esta venta para gastos de capital y otros fines corporativos generales. En relación con esta venta, tanto SI Partners como ConocoPhillips ofrecieron garantías relativas al compromiso de sus respectivas filiales de aportar su parte proporcional de capital para financiar el 110% del presupuesto de desarrollo de la Fase 1 del proyecto PA LNG, por un importe total de hasta \$9.0 mil millones de dólares. La garantía de SI Partners cubre el 70% de este importe más los costos de ejecución de su garantía.

En septiembre de 2023, una afiliada indirecta de SI Partners concluyó la venta de una participación indirecta del 60% en otra subsidiaria de SI Partners (resultando en un NCI indirecto del 42% de NCI en el proyecto PA LNG Fase 1) a KKR Denali por una

contraprestación total en efectivo de \$976 millones de dólares. Utilizamos los recursos de esta venta para gastos de capital y otros fines corporativos generales.

Al 31 de diciembre de 2023, SI Partners posee una participación indirecta del 28% y Sempra posee una participación indirecta de 19.6% en el proyecto PA LNG Fase 1.

En marzo de 2023, Port Arthur LNG firmó un contrato de crédito a siete años con un sindicato de acreditantes por un importe principal total de aproximadamente \$6.8 mil millones de dólares y un contrato de capital de trabajo inicial por un importe máximo de \$200 millones de dólares. Las líneas vencen en marzo de 2030. Los ingresos de los préstamos se utilizarán para financiar el costo de la construcción del proyecto PA LNG Fase 1. Al 31 de diciembre de 2023, quedaban pendientes \$258 millones de dólares de préstamos en virtud del contrato de crédito a plazo.

Proyecto PA LNG Fase 2. Sempra Infrastructure está desarrollando una segunda fase del proyecto de licuefacción de gas natural de Port Arthur que esperamos que sea de un tamaño similar al proyecto PA LNG Fase 1. Estamos progresando en el desarrollo del proyecto PA LNG Fase 2, al tiempo que se siguen evaluando las oportunidades globales para desarrollar la totalidad del sitio de Port Arthur, así como los posibles cambios de diseño que podrían reducir las emisiones GHG, incluido un diseño de las instalaciones que utilice fuentes de energía renovables y otras soluciones tecnológicas.

En septiembre de 2023, la FERC aprobó el emplazamiento, construcción y operación del proyecto propuesto PA LNG Fase 2, incluyendo la posible adición de hasta dos trenes de licuefacción. En febrero de 2020, Sempra Infrastructure presentó una solicitud al DOE para permitir que el LNG producido del proyecto propuesto PA LNG Fase 2 sea exportado a todos los países actuales y futuros del FTA y fuera del FTA. No esperamos que la DOE actúe sobre esta solicitud, sino hasta después de la conclusión de la pausa temporal de las aprobaciones de exportación LNG de la DOE que describimos anteriormente.

Como describimos anteriormente, un tribunal federal de EE.UU. emitió previamente y posteriormente retiró una decisión que revocó y remitió el Permiso 2022 de autorización de las emisiones de los proyectos PA LNF Fase 1 y PA LNG Fase 2 a la TCEQ para aclaración adicional de la decisión del permiso de la agencia. La Corte de Apelaciones de Estados Unidos del Quinto Circuito ha remitido el asunto a la Suprema Corte de Texas para resolver el asunto del estándar apropiado a ser aplicado por la TCEQ. El permiso 2022 se mantiene en vigor, pendiente a la revisión de la Suprema Corte.

Sempra Infrastructure ha celebrado un HOA no vinculante para la negociación y posible finalización de un SPA definitivo con INEOS para la compra de aproximadamente 0.2 Mtpa de LNG del proyecto propuesto PA LNG Fase 2.

Proyecto de Licuefacción Vista Pacífico LNG. Sempra Infrastructure está desarrollando el proyecto Vista Pacífico LNG, una instalación a media escala de licuefacción y exportación de gas natural que se propone esté ubicada en las cercanías del Puerto de Topolobampo en Sinaloa, México, bajo un contrato de desarrollo no vinculante con la CFE que contempla la negociación de acuerdos definitivos, incluyendo un contrato de suministro de gas natural. La terminal de LNG de exportación propuesta sería suministrada con gas natural de EE.UU. y utilizaría el exceso de gas natural y capacidad de ductos en los ductos existentes en México con la intención de ayudar a satisfacer la creciente demanda de gas natural y LNG en los mercados de México y del Pacífico.

Sempra Infrastructure recibió autorización de la DOE para permitir la exportación de gas natural producido en EE.UU. a México y para que el LNG producido en la terminal propuesta de Vista Pacífico LNG fuera reexportado a todos los países actuales y futuros pertenecientes al FTA y no pertenecientes al FTA.

En marzo de 2022, TotalEnergies SE y Sempra Infrastructure celebraron un MOU no vinculante que contempla la posibilidad de que TotalEnergies SE contrate aproximadamente un tercio de la producción de exportación a largo plazo del proyecto de Vista Pacífico LNG propuesto y que participe, potencialmente, como socio minoritario en el proyecto.

Optimización de Activos y Suministros. Como explicamos en la “Parte II - Punto 7A. Información Cuantitativa y Cualitativa Sobre Riesgo de Mercado”, Sempra Infrastructure realiza operaciones de cobertura para ayudar a mitigar el riesgo de los precios y optimizar el valor de su LNG, gasoductos y almacenamiento de gas natural y activos de generación de energía. Algunos de estos derivados que utilizamos como coberturas económicas no cumplen los requisitos para la contabilidad de coberturas, o no se elige la contabilidad de coberturas, y como resultado, los cambios en el valor razonable de estos derivados se registran en las utilidades. Como consecuencia, los cambios significativos en los precios de las materias primas han provocado en el pasado y podrían provocar en el futuro volatilidad en los beneficios, el cual puede ser material, ya que la compensación económica de estos derivados podría no registrarse a su valor razonable.

Acuerdos Fuera de los Balances Generales. Nuestra inversión en Cameron LNG JV es una participación variable en una entidad no consolidada. En la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados se analizan las participaciones variables.

En junio de 2021, Sempra proporcionó un pagaré, que constituye una garantía, para el beneficio de Cameron LNG JV, con una exposición de pérdida máxima de \$165 millones de dólares. La garantía terminará ante el repago total de la deuda de Cameron LNG JV, programado a ocurrir en 2039, o restablecimiento del monto desembolsado por Sempra Infrastructure del SDSRA. Describimos esta garantía en la Nota 6 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

En julio de 2020, Sempra firmó un Contrato de Soporte, que contiene una garantía y representa un interés variable, para el beneficio de CFIN con una exposición máxima a pérdidas de \$979 millones de dólares. La garantía terminará en el momento del reembolso completo de la deuda garantizada para 2039, incluyendo el prepago en caso de un evento en el que la deuda garantizada se ponga a Sempra. Describimos esta garantía en las Notas 1, 6 y 12 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Redes de Energía

Gasoducto de Sonora. El gasoducto de Sonora de Sempra Infrastructure 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. Tras el inicio de las operaciones comerciales del tramo Guaymas-El Oro, Sempra Infrastructure informó de daños en el gasoducto en el territorio Yaqui que han dejado inoperativo ese tramo desde agosto de 2017. Las impugnaciones legales planteadas por algunos miembros de la tribu Yaqui que vive en la comunidad Bácum, que discutimos en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados Condensados, han impedido que Sempra Infrastructure realice las reparaciones para poner nuevamente en servicio el gasoducto. Dichas impugnaciones legales se resolvieron definitivamente en marzo de 2023 con base en el acuerdo de la CFE y Sempra Infrastructure para desviar la porción del gasoducto que se encuentra en territorio Yaqui.

En septiembre de 2019, Sempra Infrastructure y la CFE llegaron a un acuerdo para modificar la estructura de tarifas y ampliar el plazo del contrato por 10 años. Conforme al contrato modificado, la CFE reanudará los pagos sólo cuando la sección dañada del segmento Guaymas-El Oro del ducto Sonora vuelva a estar en servicio.

Sempra Infrastructure y la CFE han acordado un convenio modificatorio al contrato de servicios de transporte y a proceder con el desvío de una parte del ducto, en el cual la CFE pagaría por el desvío con una nueva tarifa. Este modificatorio sería terminado si no se cumplen ciertas condiciones, y Sempra Infrastructure reserva el derecho de rescindir el contrato de servicios de transporte y tratar de recuperar sus costos razonables y ganancia perdida. Sempra Infrastructure continua la adquisición y búsqueda de los derechos de paso y permisos necesarios para el desvío de una parte del ducto.

Al 31 de diciembre de 2023, Sempra Infrastructure tenía \$411 millones de dólares en PP&E, neto, relacionados con el segmento Guaymas-El Oro del ducto de Sonora, el cual podría estar sujeto a deterioro si Sempra Infrastructure es incapaz de redirigir una porción del gasoducto y reanudar las operaciones, o si Sempra Infrastructure da por terminado el contrato y no puede obtener recuperación, lo cual en cada caso podría tener un efecto material adverso en el negocio, los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

Terminales de Productos Refinados. En mayo de 2022, Sempra Infrastructure terminó sustancialmente la construcción de una terminal para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en Topolobampo, momento en que comenzaron las actividades de puesta en marcha. Esperamos que la terminal de Topolobampo empiece actividades comerciales en el segundo trimestre de 2024.

Sempra Infrastructure también está desarrollando terminales para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados en las cercanías de Manzanillo y Ensenada.

Conector a Luisiana del Gasoducto de Port Arthur. Sempra Infrastructure ha tomado una decisión de inversión final sobre y comenzó la adquisición y las actividades de ingeniería y adquisición de derechos de paso relacionadas con la construcción del Conector a Luisiana del Gasoducto de Port Arthur, un gasoducto de 72 millas que conecta el proyecto PA LNG Fase 1 con Gillis, Luisiana. En abril de 2019, la FERC aprobó la ubicación, construcción y operación del Conector a Luisiana del Gasoducto de Port Arthur, que se utilizará para suministrar gas al proyecto PA LNG Fase 1. En julio de 2023, Sempra Infrastructure presentó una solicitud de modificación limitada a la FERC para introducir mejoras en el proceso de construcción y pequeñas modificaciones en varias secciones del Conector a Luisiana del Gasoducto de Port Arthur. Con estas modificaciones se pretende reducir el impacto ambiental, atender las peticiones de los propietarios de las tierras y mejorar los procedimientos de construcción. En febrero de 2024, la FERC emitió una valoración ambiental para el proyecto. Esperamos que el Conector a Luisiana del Gasoducto de Port Arthur esté listo para entrar en servicio antes de las necesidades de gas del proyecto PA LNG Fase 1. Estimamos que los gastos de capital para el proyecto serán de aproximadamente \$1 mil millones de dólares, incluidos los intereses capitalizados al nivel de proyecto y los imprevistos del proyecto. El monto real de estos gastos de capital puede diferir sustancialmente de nuestras estimaciones.

Almacenamiento de Luisiana. Sempra Infrastructure ha tomado una decisión de inversión definitiva y ha comenzado la adquisición y las actividades de ingeniería relacionadas con la construcción del Almacenamiento de Luisiana, una instalación de almacenamiento de gas natural en caverna salina de 12.5-Bcf para apoyar el proyecto PA LNG Fase 1. La construcción incluye un gasoducto de 11 millas que se conectará al Conector a Luisiana del Gasoducto de Port Arthur. En septiembre de 2022, la FERC aprobó el desarrollo del proyecto. Esperamos que el Almacenamiento Luisiana esté listo de forma oportuna para apoyar las necesidades del proyecto PA LNG Fase 1. Estimamos que los gastos de capital para el proyecto serán de aproximadamente \$300 millones de dólares, incluidos los intereses capitalizados al nivel de proyecto y los imprevistos del proyecto. El monto real de estos gastos de capital puede diferir sustancialmente de nuestras estimaciones.

Solucion de Menores Emisiones de Carbono

Proyecto de Viento de Cimarrón. Sempra Infrastructure está desarrollando el proyecto de viento de Cimarrón, una instalación con la capacidad de generación energía eólica de 300-MW en Baja California, México. En octubre de 2022, Sempra Infrastructure celebró un PPA a 20 años, según sea modificado, con Silicon Valley Power para el suministro de energía renovable a la ciudad de Santa Clara, California, el cual se encuentra sujeto a que Sempra Infrastructure tome una decisión de inversión definitiva. El proyecto de viento de Cimarrón utilizaría la línea de transmisión de alto voltaje transfronteriza existente de Sempra para conectar y entregar energía limpia a la subestación de East County en el Condado de San Diego. Esperamos tomar una decisión de inversión final en la primera mitad de 2024.

Proyecto de Secuestro de Carbono de Hackberry. Sempra Infrastructure está desarrollando el proyecto potencial de Secuestro de Carbono Hackberry cerca de Hackberry, Luisiana. Este proyecto propuesto en desarrollo es diseñado para secuestrar permanentemente dióxido de carbono de las instalaciones de Cameron LNG Fase 1 y el proyecto propuesto Cameron LNG Fase 2. En el tercer trimestre de 2021, Sempra Infrastructure presentó una solicitud a la EPA para un pozo de inyección de carbono Clase VI para avanzar este proyecto.

Sempra Infrastructure, TotalEnergies SE, Mitsui & Co., Ltd. y Mitsubishi Corporation celebraron un Acuerdo de Participación para el desarrollo del proyecto propuesto de Secuestro de Carbono de Hackberry. El Acuerdo de Participación contempla que los proyectos combinados Cameron LNG Fase 1 y Cameron LNG Fase 2 propuestos servirían potencialmente como fuente de anclaje para la captura y secuestro de dióxido de carbono por el proyecto propuesto. Asimismo, sienta las bases para que las partes adquieran una participación mediante la celebración de un JV con Sempra Infrastructure para el proyecto de Secuestro de Carbono de Hackberry. En mayo de 2023, Sempra Infrastructure y Cameron LNG JV celebraron un HOA no vinculante, que establece un marco para el desarrollo del proyecto propuesto de Secuestro de Carbono de Hackberry.

Asuntos Legales y Reglamentarios

Véase la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados y “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo” para una descripción de los siguientes asuntos legales y reglamentarios que afectan a nuestras operaciones en México:

Energía Costa Azul

- Disputas Inmobiliarias
- Permisos de Impacto Ambiental y Social

Una o más decisiones finales desfavorables sobre estas disputas inmobiliarias o desafíos de impacto ambiental o social podrían afectar adversa y materialmente nuestras operaciones de regasificación de gas natural existentes y los proyectos propuestos de licuefacción de gas natural en las instalaciones de la Terminal ECA Regasificación y tener un efecto adverso material en el negocio, los resultados de operación, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

Acciones Reglamentarias y Otras del Gobierno Mexicano

- Reformas a la Ley de Hidrocarburos de México
- Reformas a la Ley de la Industria Eléctrica de México

Sempra Infrastructure y otras partes afectadas por estas modificaciones de la legislación mexicana las han impugnado mediante la presentación de amparos y otras demandas, algunas de las cuales siguen pendientes de resolver. Una decisión desfavorable sobre uno o más de estos amparos u otras impugnaciones, el impacto de las modificaciones que han entrado en vigor (debido a amparos improcedentes o por otras razones), o la posibilidad de futuras modificaciones a la industria energética a través de reformas adicionales a las leyes, regulaciones o reglamentos de México (incluyendo mediante reformas a la constitución) pueden afectar nuestra capacidad de operar nuestras instalaciones a los niveles existentes o en lo absoluto, pueden resultar en un aumento de los costos para Sempra Infrastructure y sus clientes, pueden afectar negativamente nuestra capacidad de desarrollar nuevos proyectos, pueden resultar en una disminución de ingresos y flujos de efectivo y pueden impactar negativamente nuestra capacidad de

recuperar el valor contable de nuestras inversiones en México, cualquiera de las cuales puede tener un efecto material adverso en el negocio de Sempra, resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones.

FUENTES Y USO DE EFECTIVO

Discutimos a continuación nuestras fuentes y usos de efectivo para el año terminado al 31 de diciembre de 2023, en comparación con el año terminado al 31 de diciembre de 2022. Para un análisis de nuestras fuentes y usos de efectivo para el año terminado al 31 de diciembre de 2022 en comparación con el año terminado al 31 de diciembre de 2021, consulte "Parte II - Punto 7. MD&A - Fuentes y Usos de Efectivo" en nuestro reporte anual de 2022 en la Forma 10-K presentado ante la SEC el 28 de febrero de 2023.

Las siguientes tablas incluyen únicamente cambios significativos en las actividades de flujo de efectivo para cada una de los Registrantes.

FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS

(En millones de dólares)

Años terminados el 31 de diciembre de	Sempra	SDG&E	SoCalGas
2023	\$ 6,218	\$ 1,936	\$ 1,389
2022	1,142	1,729	(454)
Cambio	\$ 5,076	\$ 207	\$ 1,843
Cambio en el margen neto contabilizado	\$ 2,526		
Menor disminución neta de la Reserva para Costos de Aliso Canyon, circulante y no circulante, debido a una reducción de \$2,010 de pagos compensada por \$259 menores acumulaciones	1,751		\$ 1,751
Cambio en cuentas por cobrar	1,144	\$ (50)	719
Cambio en las cuentas de impuesto por pagar/cobrar, neto	171	(245)	(31)
Mayor utilidad neta, ajustada por elementos no en efectivo incluidos en las ganancias	161	244	380
Cambio en ingreso diferido	109		
Cambio en cuentas reglamentarias, circulantes y no circulantes	73	404	(330)
Cambio en inventarios	(63)		(132)
Menores aumentos en la garantía mantenida en lugar de las cartas de crédito de un cliente	(76)		
Recursos recibidos en 2022 de cuentas por cobrar de seguros por costos de Aliso Canyon	(360)		(360)
Cambio en cuentas por pagar	(700)	(122)	(370)
Cambios en los montos adeudados a/por afiliadas no consolidadas		(100)	85
Otros	340	76	131
	\$ 5,076	\$ 207	\$ 1,843

FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIONES

(En millones de dólares)

Años terminados el 31 de diciembre de	Sempra	SDG&E	SoCalGas
2023	\$ (8,716)	\$ (2,472)	\$ (2,020)
2022	(5,039)	(2,412)	(1,993)
Cambio	\$ (3,677)	\$ (60)	\$ (27)
Aumento en los gastos de capital	\$ (3,040)	\$ (67)	\$ (27)
Reembolso en 2022 del pagaré por cobrar de IMG	(626)		
Otros	(11)	7	
	\$ (3,677)	\$ (60)	\$ (27)

FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO

(En millones de dólares)

Años terminados el 31 de diciembre de	Sempra	SDG&E	SoCalGas
2023	\$ 2,419	\$ 579	\$ 612
2022	3,779	665	2,431
Cambio	\$ (1,360)	\$ (86)	\$ (1,819)
Menores emisiones de deuda a corto plazo, con vencimiento superiores a 90 días	\$ (1,657)		\$ (800)
(Mayores) menores pagos de papel comercial y otra deuda a corto plazo con vencimientos superiores a 90 días	(1,058)	\$ 375	(800)
Mayores pagos de deuda a largo plazo y de arrendamientos financieros	(726)	(440)	(305)
Menores emisiones de deuda a largo plazo	(658)		(298)
Menores ingresos de las ventas de NCI, neto	(513)		
Mayores distribuciones a NCI	(493)		
Liquidación de swaps de divisas	(99)		
Mayores distribuciones de dividendos comunes pagadas	(53)		(100)
Mayores emisiones de acciones ordinarias	141		
Menores recompras de acciones ordinarias	446		
Mayores contribuciones de NCI	1,539		
Cambio en préstamos y reembolsos de deuda de corto plazo, neto	1,818		1,131
Contribuciones de capital de Sempra en 2022			(650)
Otros	(47)	(21)	3
	\$ (1,360)	\$ (86)	\$ (1,819)

Gastos por PP&E

Invertimos la mayor parte de nuestros gastos de capital en Sempra California, principalmente en mejoras de transmisión y distribución, incluyendo gasoductos y seguridad contra incendios forestales. La siguiente tabla resume por segmento los gastos de capital en los últimos tres años.

GASTOS POR PP&E

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra California ⁽¹⁾	\$ 4,560	\$ 4,466	\$ 4,204
Sempra Infrastructure	3,832	884	802
Sociedad Controladora y otros	5	7	9
Total	\$ 8,397	\$ 5,357	\$ 5,015

⁽¹⁾ Incluye gastos por PP&E por \$2,540, \$2,473, y \$2,220 en SDG&E y \$2,020, \$1,993, y \$1,984 en SoCalGas para 2023, 2022 y 2021, respectivamente

Gastos por Inversiones y Adquisiciones

La siguiente tabla resume por segmento nuestras inversiones en entidades que contabilizamos bajo el método de participación en capital, así como en la adquisición de activos.

GASTOS POR INVERSIONES Y ADQUISICIONES

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra Texas Utilities	\$ 367	\$ 346	\$ 566
Sempra Infrastructure	15	30	67
Total	\$ 382	\$ 376	\$ 633

Futuros Gastos de Capital e Inversiones

Los montos y momentos de los gastos de capital y ciertas inversiones se encuentran generalmente sujetos a la aprobación de diversas agencias regulatorias, ambientales y gubernamentales, incluyendo la CPUC, la FERC y la PUCT y diversos otros factores descritos en este MD&A y en la “Parte I – Punto 1A. Factores de Riesgo”. En 2024, esperamos realizar gastos de capital e inversiones por aproximadamente \$9.2 mil millones de dólares según se resume por segmento en la siguiente tabla.

FUTUROS GASTOS DE CAPITAL E INVERSIONES	
(En millones de dólares)	
	Año terminado el 31 de diciembre de 2024
Sempra California ⁽¹⁾	\$ 4,778
Sempra Texas Utilities	774
Sempra Infrastructure	3,641
Sociedad Controladora y otros	2
Total	\$ 9,195

⁽¹⁾ Incluye gastos de capital futuros por \$2,498 de dólares y \$2,280 en SDG&E y SoCalGas, respectivamente.

Esperamos que la mayor parte de nuestros gastos de capital e inversiones en 2024 estén relacionados con las mejoras de transmisión y distribución en nuestras empresas de servicios públicos reguladas y la construcción del proyecto PA LNG Fase 1, el proyecto ECA LNG Fase 1, y gasoductos de gas natural en Sempra Infrastructure.

Desde 2024 hasta 2028, y sujeto a los factores descritos a continuación, que podrían hacer que estas estimaciones varíen sustancialmente, Sempra espera realizar gastos de capital e inversiones agregadas de aproximadamente \$40.4 mil millones de dólares, como sigue: \$24.1 mil millones de dólares en Sempra California (que incluye \$12.5 mil millones de dólares en SDG&E y \$11.6 mil millones de dólares en SoCalGas), \$3.4 mil millones de dólares en Sempra Texas Utilities, y \$12.9 mil millones de dólares en Sempra Infrastructure. Los importes de los gastos de capital incluyen los intereses capitalizados y los AFUDC relacionados con la deuda.

Cuando (i) se incluye la participación proporcional de Sempra en los gastos de capital esperados en participaciones no consolidadas del método de participación en capital, mientras se excluye las contribuciones de capital de Sempra a esas participaciones no consolidadas del método de participación en capital y (ii) se excluye la participación proporcional NCI en gastos de capital esperados en Sempra y en participaciones no consolidadas del método de participación en capital, esperamos gastos de capital del 2024 al 2028 por un total de \$48 mil millones de dólares.

Periódicamente, revisamos nuestros programas de construcción, inversión y financiamiento y los modificamos en respuesta a los cambios en la regulación, las condiciones económicas, la competencia, el crecimiento de los clientes, la inflación, las tarifas de los clientes, el costo y la disponibilidad de capital, y los requisitos de seguridad y ambientales.

Nuestro nivel de gastos de capital e inversiones en los próximos años puede variar sustancialmente y dependerá, entre otras cosas, del costo y la disponibilidad de financiamiento, de las aprobaciones reglamentarias, de los cambios en la ley fiscal y de las oportunidades de negocios que ofrezcan tasas de retorno deseables. Véase la “Parte I - Punto 1A. Factores de Riesgo” para una discusión de estos y otros factores que podrían afectar los niveles futuros de nuestros gastos de capital e inversiones. Tenemos la intención de financiar nuestros gastos de capital de manera que mantengamos nuestra calificación crediticia de grado de inversión y nuestra estructura de capital, pero no hay garantía de que podamos hacerlo.

Tarifa Base Promedio Ponderada

La tarifa base es el valor de los activos sobre los que SDG&E y SoCalGas pueden obtener una tasa de retorno específica de acuerdo con las normas establecidas por las agencias reguladoras, incluyendo la CPUC y la FERC (para SDG&E), la cual se calcula utilizando un promedio de 13 meses de acuerdo con la metodología de la CPUC adoptada en los procedimientos de fijación de tarifas. La siguiente tabla resume el promedio ponderado de la tarifa base de SDG&E y SoCalGas para los últimos tres años.

TARIFA BASE PROMEDIO PONDERADA			
(En millones de dólares)			
	2023	2022	2021
SDG&E	\$ 15,220	\$ 13,780	\$ 12,527
SoCalGas	11,671	10,494	9,371

El aumento de la tarifa base promedio ponderada refleja las importantes inversiones de capital que SDG&E y SoCalGas han realizado en materia de seguridad y confiabilidad de la transmisión y la distribución. Esperamos que la tarifa base promedio ponderada siga aumentando en 2024 en función de nuestras inversiones de capital esperadas.

Operaciones del Capital Social

Sempra

El efectivo proporcionado por emisiones de acciones comunes y preferentes fue:

- \$145 millones de dólares en 2023
- \$4 millones de dólares en 2022
- \$5 millones de dólares en 2021

Efectivo utilizado para recompras de acciones comunes:

- \$32 millones de dólares en 2023
- \$478 millones de dólares en 2022
- \$339 millones de dólares en 2021

Discutimos las emisiones y las recompras de acciones comunes en la Nota 14 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Dividendos

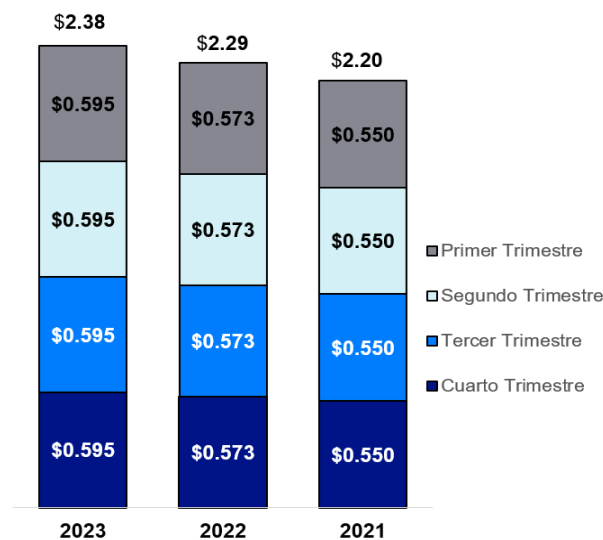
Sempra

Sempra pagó dividendos en efectivo por:

- \$1,483 millones de dólares por acciones comunes y \$44 millones de dólares por acciones preferentes en 2023
- \$1,430 millones de dólares por acciones comunes y \$44 millones de dólares por acciones preferentes en 2022
- \$1,331 millones de dólares por acciones comunes y \$99 millones de dólares por acciones preferentes en 2021

DIVIDENDOS POR ACCIONES COMUNES DE SEMPRA

(Aprobado por nuestro consejo de administración)



El 26 de febrero de 2024, nuestro consejo de administración declaró un dividendo de \$0.62 dólares por acción sobre nuestras acciones comunes y un dividendo de \$24.375 dólares por acción sobre nuestras acciones preferentes de la serie C, ambos pagaderos el 15 de abril de 2024.

Todas las declaraciones de dividendos de nuestras acciones comunes y preferentes se realizan a discreción del consejo de administración. Si bien consideramos que los dividendos son un componente integral del rendimiento para los accionistas, el monto de los dividendos futuros dependerá de las ganancias, los flujos de efectivo, los requisitos financieros y legales, y otros factores relevantes en ese momento. Como resultado, los dividendos de las acciones comunes y preferentes de Sempra declarados sobre una base histórica, pueden no ser indicativos de declaraciones futuras.

SDG&E

En 2023, 2022 y 2021, SDG&E pagó dividendos por acciones comunes a Enova y Enova pagó los correspondientes dividendos a Sempra por \$100 millones de dólares, \$100 millones de dólares y \$300 millones de dólares, respectivamente. Los dividendos de las acciones comunes de SDG&E declarados sobre una base histórica anual pueden no ser indicativos de declaraciones futuras y podrían verse afectados en los próximos años para que SDG&E mantenga su estructura de capital autorizada mientras administra su programa de inversión de capital.

Enova, una subsidiaria propiedad de Sempra, es propietaria de todas las acciones comunes en circulación de SDG&E. Por consiguiente, los dividendos pagados por SDG&E a Enova y los dividendos pagados por Enova a Sempra se eliminan en los estados financieros consolidados de Sempra.

SoCalGas

En 2023 y 2021, SoCalGas pagó dividendos en acciones comunes a PE y PE pagó los correspondientes dividendos a Sempra por \$100 millones de dólares y \$75 millones de dólares, respectivamente. SoCalGas no declaró ni pago dividendos en acciones comunes en 2022. Los dividendos de SoCalGas por acciones comunes declarados sobre una base histórica anual pueden no ser indicativos de declaraciones futuras y podrían verse afectados en los próximos años para que SoCalGas mantenga su estructura de capital autorizada.

PE, una filial propiedad de Sempra, es propietaria de todas las acciones comunes en circulación de SoCalGas. En consecuencia, los dividendos pagados por SoCalGas a PE y los dividendos pagados por PE a Sempra se eliminan en los estados financieros consolidados de Sempra.

Restricciones de Dividendos

El consejo de administración de Sempra, SDG&E y SoCalGas tiene la facultad de determinar si se declaran y, en caso de declararse, el importe de los dividendos de cada una de estas entidades. La regulación de la CPUC de las estructuras de capital de SDG&E y SoCalGas limita las cantidades disponibles para préstamos y dividendos a Sempra. Al 31 de diciembre de 2023, sobre la base de estas regulaciones, Sempra podría haber recibido préstamos y dividendos combinados de aproximadamente \$442 millones de dólares de SDG&E y \$330 millones de dólares de SoCalGas. Adicionalmente, los términos de las acciones preferentes de la serie C de Sempra limitan la capacidad de Sempra para declarar dividendos sobre sus acciones comunes en determinadas circunstancias.

Proporcionamos información adicional sobre las restricciones de dividendos en "Activos Netos Restringidos" en la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados y en la Nota 13 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Valor Contable por Acción Común

El valor contable de Sempra por acción común en el último día de cada uno de los tres años fiscales pasados fue el siguiente:

- \$44.00 dólares en 2023
- \$41.72 dólares en 2022
- \$39.59 dólares en 2021

El aumento en 2023 se debió principalmente a que la utilidad integral superó los dividendos. En 2022, el aumento se debió principalmente a que la utilidad integral superó los dividendos y un valor razonable superior al valor contable relacionado con el cambio de propiedad, que no dio lugar a un cambio de control, de la venta de NCI en SI Partners a ADIA.

Capitalización

Nuestra razón de deuda a capitalización, que es calculada como deuda total como porcentaje de la deuda total y del capital social, fue la siguiente:

CAPITALIZACIÓN TOTAL Y RAZÓN DE DEUDA A CAPITALIZACIÓN				
(En millones de dólares)				
	Capitalización total		Razón de deuda a capitalización	
	31 de diciembre de			
	2023	2022	2023	2022
Sempra	\$ 64,730	\$ 58,175	48 %	50 %
SDG&E	19,796	18,258	50	50
SoCalGas	15,167	13,696	51	51

Cambios significativos en 2023 que afectaron la capitalización incluyeron los siguientes:

- Sempra: aumento de la deuda a largo plazo, compensada por una disminución de la deuda a corto plazo; y un aumento del capital neto principalmente por las utilidades integrales superiores a dividendos, ventas de y aportaciones de NCI, compensada por distribuciones a NCI.
- SDG&E: aumento de la deuda a largo plazo, compensada por una disminución de la deuda a corto plazo y aumento de capital por las utilidades integrales superiores a los dividendos.
- SoCalGas: aumento de la deuda y un aumento de capital por las utilidades integrales superiores a dividendos.

ESTIMACIONES CONTABLES CRÍTICAS

La administración ve ciertas estimaciones contables como críticas dado que su aplicación es la más relevante, sujeta a juicios y/o relevante para nuestra posición financiera y resultados de operación, y/o porque requieren el uso de juicios y estimaciones materiales. Describimos las estimaciones contables críticas que son relevantes a nuestros estados financieros con el Comité de Auditoría del consejo de Administración de Sempra.

CONTINGENCIAS

Sempra, SDG&E, SoCalGas

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 o antes de la fecha del balance y si:

- la información disponible a la fecha de presentación de nuestros estados financieros indica que es probable que se haya producido una pérdida, dada la probabilidad de acontecimientos futuros inciertos
- se puede estimar razonablemente el importe de la pérdida o un rango de posibles pérdidas

No acumulamos contingencias que puedan dar lugar a ganancias. Evaluamos continuamente las contingencias por reclamaciones de litigios, reparaciones ambientales y otros eventos.

Los importes reales realizados tras la liquidación de contingencias pueden ser diferentes a los importes registrados y divulgados y pueden afectar a nuestros resultados de operaciones, situación financiera y flujos de efectivo. Los detalles de nuestros problemas en este campo se describen en la Nota 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

CONTABILIDAD REGLAMENTARIA

Sempra, SDG&E, SoCalGas

Como entidades reguladas, las tarifas de los clientes de SDG&E y SoCalGas, según se fijan y son supervisadas por los reguladores, están diseñadas para recuperar el costo de la prestación del servicio y para ofrecer la oportunidad de realizar sus tarifas autorizadas de rendimiento de sus inversiones. SDG&E y SoCalGas evalúan las probabilidades de recuperación de tarifas futuras asociadas a los saldos de las cuentas reguladoras al final de cada periodo de información y cada vez que se producen eventos nuevos y/o inusuales, como:

- cambios en el entorno regulatorio y político o en la posición competitiva de la empresa de servicios públicos
- emisión de una orden de la comisión reguladora
- la aprobación de legislación nueva

En la medida en que cambian las circunstancias asociadas a los saldos regulatorios, éstos se evalúan y se ajustan si es necesario.

Se requiere de un importante criterio de administración para evaluar la recuperación anticipada de los activos regulatorios y las inversiones en terminales, el reconocimiento de incentivos e ingresos sujetos a reembolso, así como la existencia y el monto de los pasivos regulatorios. Las acciones regulatorias o legislativas adversas podrían afectar materialmente los importes de nuestros activos y pasivos regulatorios y podrían afectar negativamente a los resultados de nuestras operaciones y situación financiera. Específicamente, si la recuperación futura de los costos deja de ser probable, la totalidad o parte de los activos regulatorios asociados y/o las inversiones en plantas tendrían que cancelarse contra las ganancias del período actual, o las acciones regulatorias o legislativas adversas podrían dar lugar a pasivos regulatorios nuevos o mayores. Describimos los detalles de los activos y pasivos regulatorios de SDG&E y SoCalGas y los factores adicionales que la administración considera al evaluar las probabilidades asociadas a los saldos regulatorios en las Notas 1, 4, 15 y 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

IMPUESTOS A LAS UTILIDADES

Sempra, SDG&E, SoCalGas

Nuestros gastos por impuestos a las utilidades y los importes del balance correspondientes conllevan importantes juicios y estimaciones de la administración. Los montos diferidos de los activos y pasivos por impuestos a las utilidades, así como las acumulaciones actuales y no actuales, conllevan juicios y estimaciones sobre el momento y la probabilidad de reconocimiento de los ingresos y las deducciones por parte de las autoridades fiscales. Cuando evaluamos la resolución prevista de los asuntos relacionados con el impuesto a las utilidades, tomamos en cuenta:

- las resoluciones anteriores respecto al mismo asunto o a asuntos similares
- el estado de cualquier inspección del impuesto a las utilidades en curso
- las posiciones adoptadas por las autoridades fiscales con otros contribuyentes con asuntos similares

La probabilidad de recuperación del impuesto a las utilidades diferido se basa en el análisis de los activos por impuesto a las utilidades diferidos y en nuestra expectativa de ingresos gravables futuros, basada en nuestra planificación estratégica. Si un cambio en los hechos o en las circunstancias condujera a un cambio de opinión sobre la realización final de un activo por impuesto diferido, registraríamos o ajustaríamos la correspondiente reserva de valuación en el período en que ocurra el cambio en los hechos y en las circunstancias, junto con el correspondiente aumento o disminución de la reserva para impuestos a las utilidades.

Los impuestos a las utilidades reales podrían variar con respecto a los importes estimados debido a:

- los impactos futuros de diversos elementos, incluidos los cambios en las leyes, reglamentos, interpretaciones y resoluciones fiscales
- nuestra situación financiera en períodos futuros
- la resolución de diversas cuestiones relativas al impuesto a las utilidades entre nosotros y las autoridades fiscales y regulatorias

Los beneficios fiscales no reconocidos implican el juicio de la administración respecto a la probabilidad de que el beneficio se mantenga. La resolución final de las posiciones fiscales inciertas podría dar lugar a ajustes en los importes registrados y podría afectar nuestros resultados de operación, situación financiera y flujos de efectivo.

Discutimos estos asuntos e información adicional relacionada con la contabilidad de los impuestos a las utilidades, incluyendo la incertidumbre en los impuestos a las utilidades, en la Nota 8 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

DERIVADOS Y CONTABILIDAD DE COBERTURAS

Sempra

Utilizamos swaps de tasas de interés, designados como coberturas de flujos de efectivo, en parte, para cubrir los pagos de intereses relacionados con nuestro refinanciamiento de deuda a tipo fijo previsto para préstamos a plazo para la construcción para

la Fase 1 del Proyecto PA LNG. Las futuras emisiones de deuda a tipo fijo subyacentes a estas relaciones de cobertura de flujos de efectivo dependen en gran medida de la demanda y la liquidez del mercado de deuda. A 31 de diciembre de 2023, consideramos probables las emisiones previstas de deuda a tipo fijo en las correspondientes relaciones de cobertura de flujos de efectivo. Sin embargo, cambios inesperados en las condiciones del mercado en periodos futuros podrían afectar a nuestra capacidad para emitir dicha deuda a tipo fijo, o el momento de esa emisión. Si nuestras hipótesis sobre la naturaleza y el calendario de las emisiones de deuda a tipo fijo previstas fueran inexactas, podríamos vernos obligados a dejar de aplicar la contabilidad de coberturas a los swaps de tasas de interés correspondientes, lo que podría afectar significativamente a nuestros resultados de operación. En la Nota 11 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados se ofrece información detallada sobre nuestros instrumentos derivados.

PENSIONES Y PLANES PBOP

Sempra, SDG&E, SoCalGas

Para medir nuestra pensión y obligaciones PBOP, costos y pasivos, nos basamos en varias suposiciones. Consideramos las condiciones actuales del mercado, incluyendo las tasas de interés, al hacer estas suposiciones. Revisamos estas hipótesis anualmente y las actualizamos cuando es necesario.

Los supuestos críticos utilizados para desarrollar las estimaciones requeridas incluyen los siguientes factores clave:

- tasas de descuento
- rendimiento esperado de los activos del plan
- tendencias de los costos de atención médica
- tasas de interés de crédito en cuentas de balance de efectivo
- tasa de mortalidad
- tasa de incremento de las remuneraciones
- tasas de terminación y retiro
- utilización de las prestaciones sociales posteriores al retiro
- elecciones de pago (suma global o anualidad)
- tasas de interés de las sumas globales

Las hipótesis actuariales que utilizamos pueden diferir materialmente de los resultados reales debido a:

- el rendimiento de los activos del plan
- cambios en las condiciones económicas y de mercado
- tasas de retiro más altas o más bajas
- mayor o menor duración de la vida de los participantes
- mayor o menor número de elecciones de pago de una suma global frente a una anualidad por parte de los participantes en el plan
- tasas de jubilación más altas o más bajas

Los cambios en los costos estimados o en el momento de las pensiones y PBOP, o los supuestos y juicios utilizados por la administración que subyacen a estas estimaciones (principalmente la tasa de descuento y la tasa de rendimiento asumida sobre los activos del plan), así como los cambios en las circunstancias asociadas con la recuperación de las tasas, podrían tener un efecto material en los gastos y pasivos registrados. Las siguientes tablas resumen el impacto sobre nuestras obligaciones de beneficios proyectados para las pensiones y las obligaciones de beneficios acumulados para el PBOP al 31 de diciembre de 2023, y costos de beneficios netos periódicos de 2023, en cada caso si la tasa de descuento o la tasa de retorno asumida sobre los activos del plan se modificaran en 100 bps.

IMPACTO DEBIDO A UN AUMENTO/DISMINUCIÓN EN LA TASA DE DESCUENTO

(En millones de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Pensión:						
(Disminución) aumento de las obligaciones por beneficios proyectados, neto	\$ (235)	\$ 298	\$ (31)	\$ 39	\$ (191)	\$ 244
(Disminución) aumento del costo de los beneficios periódicos netos	(7)	3	3	—	(11)	3
PBOP:						
(Disminución) aumento de las obligaciones por beneficios acumulados, neto	(74)	92	(14)	18	(58)	72
(Disminución) aumento del costo de los beneficios periódicos netos	(5)	6	(1)	1	(4)	5

IMPACTO DEBIDO A UN AUMENTO/DISMINUCIÓN EN EL RETORNO DE LOS ACTIVOS DEL PLAN

(En millones de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Pensión:						
(Disminución) aumento del costo de los beneficios periódicos netos	\$ (26)	\$ 26	\$ (6)	\$ 6	\$ (18)	\$ 18
PBOP:						
(Disminución) aumento del costo de los beneficios periódicos netos	(12)	12	(1)	1	(11)	11

Para los planes de SDG&E y SoCalGas, se espera que los efectos de las suposiciones sobre los beneficios se recuperen en las tarifas y, por tanto, se compensan en las cuentas reglamentarias. Proporcionamos detalles de nuestros planes de pensiones y planes PBOP en la Nota 9 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

OBLIGACIONES DE RETIRO DE ACTIVOS SONGS

Sempra, SDG&E

Las AROs legales de SDG&E relacionadas con el desmantelamiento de SONGS son estimadas sobre la base de un estudio específico de la instalación realizado al menos cada tres años. La estimación de las obligaciones incluye:

- los costos estimados de desmantelamiento, incluyendo la mano de obra, el equipo, el material y otros costos de disposición
- ajuste por inflación aplicado a los flujos de efectivo estimados
- tasa de descuento basada en una tasa libre de riesgo ajustada al crédito
- costos reales de desmantelamiento, progreso a la fecha y duración prevista de las actividades de desmantelamiento

Los gastos de desmantelamiento nuclear de SDG&E están sujetos a recuperación de tarifa y, por lo tanto, se aplica un tratamiento contable de tarifas a las actividades de desmantelamiento nuclear de SDG&E. SDG&E reconoce un activo o un pasivo reglamentario en la medida en que su ARO de SONGS supere, o sea inferior, a la cantidad cobrada a los clientes y a la cantidad obtenida en la NDT de SDG&E.

La ARO de SDG&E relacionada con el desmantelamiento de SONGS era de \$504 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023, según el estudio de costos de desmantelamiento preparado en 2020. Los cambios en los costos estimados, la estrategia de ejecución o el cronograma de desmantelamiento, o en los supuestos y juicios de la gerencia que subyacen a estas estimaciones, podrían causar revisiones importantes del costo total estimado para el desmantelamiento de esta instalación, lo que podría tener un efecto importante en el pasivo registrado.

La siguiente tabla ilustra el aumento del pasivo de la ARO de SDG&E y Sempra si se ajustara la tasa de aumento de los costos y se mantuvieran constantes todos los demás supuestos:

AUMENTO DE LA ARO Y DEL ACTIVO REGLAMENTARIO

(En millones de dólares)

31 de diciembre
de 2023

Aumento uniforme del porcentaje de escalada de 1 punto porcentual	\$	65
---	----	----

El aumento del pasivo de ARO impulsado por un incremento de la tasa de crecimiento de costos daría lugar a una disminución del pasivo reglamentario para las recuperaciones en exceso de los pasivos de ARO. Proporcionamos detalles adicionales en la Nota 15 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

PRUEBAS DE DETERIORO DE LOS ACTIVOS DE LARGA DURACIÓN

Sempre

Cuando acontecimientos o cambios en las circunstancias indican que el valor contable de un activo puede no ser recuperable, consideramos si los flujos de efectivo futuros no descontados estimados son inferiores al valor contable del activo. De ser así, estimamos el valor razonable del activo para determinar en qué medida el valor contable supera el valor razonable. Para dicha estimación, podemos tener en cuenta datos procedentes de múltiples métodos de valoración, incluidos los datos de los participantes en el mercado. Ejercemos nuestro juicio para estimar los flujos de efectivo futuros y la vida útil de un activo de larga duración y para determinar nuestra intención de utilizar el activo. Nuestra intención de utilizar o enajenar un activo de larga duración está sujeta a reevaluación y puede cambiar con el tiempo. Si dicha prueba de deterioro es requerida, el valor razonable de un activo de larga duración puede variar si se utilizan diferentes estimaciones y supuestos en las técnicas de valuación aplicadas, según lo indiquen las condiciones cambiantes del mercado u otras. Las suposiciones críticas que afectan a nuestras estimaciones del valor razonable pueden incluir:

- consideraciones de las operaciones de mercado
- flujos de efectivo en el futuro
- la tasa de descuento adecuada ajustada al riesgo, incluyendo los impactos del riesgo país y del riesgo entidad

En la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados se analiza el deterioro de los activos de larga duración.

PRUEBA DE DETERIORO DE CRÉDITO MERCANTIL

Sempre

A la hora de determinar si el crédito mercantil se ha deteriorado, el valor razonable de la unidad informante puede variar si se utilizan diferentes estimaciones y suposiciones en las técnicas de valoración aplicadas, según indiquen los cambios en el mercado u otras condiciones. En consecuencia, el reconocimiento de un deterioro del crédito mercantil puede ser o no requerido. Cuando realizamos una prueba cuantitativa de deterioro del crédito mercantil, ejercemos nuestro juicio para desarrollar estimaciones del valor razonable de la unidad de información y lo comparamos con su valor contable. Nuestras estimaciones del valor razonable se elaboran desde la perspectiva de un participante en el mercado bien informado. Consideramos las operaciones observables en el mercado para inversiones similares, si están disponibles, así como un enfoque basado en los ingresos, como un análisis de flujo de efectivo descontado. Un análisis de flujos de efectivo descontados puede basarse directamente en los ingresos y gastos futuros previstos y puede realizarse sobre la base de los flujos de efectivo libres generados dentro de la unidad informante. Las suposiciones críticas que afectan a nuestras estimaciones del valor razonable pueden incluir:

- consideración de las operaciones de mercado
- flujos de efectivo en el futuro
- proyecciones de las tasas de crecimiento de ingresos y gastos
- tasa de descuento adecuada ajustada al riesgo, incluyendo los impactos del riesgo país y del riesgo entidad

En 2022, realizamos una prueba cuantitativa de deterioro del crédito mercantil y determinamos que los valores razonables estimados de nuestras unidades de reporte en México a las que se asignó el crédito mercantil estaban sustancialmente por encima de sus respectivos valores en libros para el 1 de octubre, nuestra fecha de prueba de deterioro del crédito mercantil. Tras realizar un análisis cualitativo al 1 de octubre de 2023, determinamos que no era más probable que el valor razonable de nuestras unidades de reporte fuera inferior a sus respectivos valores en libros. Nuestra prueba de deterioro del crédito mercantil se determina sobre la base de las hipótesis existentes en ese momento. Los cambios en el negocio (como la pérdida de flujos de efectivo futuros por litigios con clientes, la renegociación de contratos con clientes o el entorno macroeconómico, incluida la elevación de los tipos de

interés) pueden obligarnos a realizar una prueba provisional de deterioro del crédito mercantil, que podría dar lugar a un deterioro de nuestro crédito mercantil.

NUEVAS NORMAS CONTABLES

Describimos los pronunciamientos relevantes que han sido emitidos y tienen o pueden tener un efecto significativo en nuestros estados financieros y/o reportes en la Nota 2 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

PUNTO 7A. INFORMACIÓN CUANTITATIVA Y CUALITATIVA SOBRE RIESGO DE MERCADO

El riesgo de mercado es el riesgo de erosión de nuestros flujos de efectivo, ganancias, valor de los activos o capital debido a los cambios adversos en los precios del mercado de materias primas, las tasas de interés y las tasas de inflación y divisas.

POLÍTICAS DE RIESGO DE MERCADO

Sempra cuenta con políticas que rigen sus actividades de administración de riesgos de mercado y de negociación. Sempra, SDG&E, SoCalGas y Sempra Infrastructure mantienen comités, organizaciones y procesos separados de gestión de riesgos para supervisar estas actividades en sus respectivos negocios. Los comités están integrados por altos funcionarios que establecen la política, supervisan las actividades de administración de riesgos energéticos y controlan los resultados de las actividades de negociación y de otro tipo para ayudar a garantizar el cumplimiento de nuestras políticas declaradas de administración de riesgos energéticos y de negociación. Estas actividades incluyen, entre otras, la supervisión de las posiciones de mercado que generan riesgo de crédito, liquidez y mercado. Las organizaciones y comités de supervisión respectivos son independientes de los departamentos de abastecimiento de energía.

Junto con otras herramientas, utilizamos el VaR y la métrica de liquidez para medir nuestra exposición al riesgo de mercado asociado a los portafolios de materias primas. El VaR es una estimación de la pérdida potencial de una posición o cartera de posiciones durante un periodo de tenencia específico, basado en condiciones normales de mercado y dentro de un intervalo de confianza estadístico determinado. Utilizamos un modelo VaR de varianza-covarianza con un nivel de confianza del 95%. Una métrica de liquidez tiene por objeto monitorear la cantidad de recursos financieros necesarios para hacer frente a posibles llamadas de margen a medida que los precios del mercado a plazo se mueven. Las métricas de riesgo VaR y de liquidez son verificadas de forma independiente por las respectivas organizaciones de supervisión de la administración de riesgos.

SDG&E y SoCalGas utilizan derivados de gas natural y SDG&E utiliza derivados de electricidad para administrar el riesgo de los precios del gas natural y la electricidad asociado a la atención de las necesidades de carga. El uso de derivados de gas natural y electricidad está sujeto a ciertas limitaciones impuestas por la política de la empresa y requisitos regulatorios. Los planes de SDG&E para la gestión de riesgos y la negociación de derivados de electricidad también deben presentarse, y han sido aprobados por, la CPUC. SoCalGas también está sujeto a ciertos requisitos regulatorios y umbrales relacionados con la adquisición de gas natural bajo el GCIM. Describimos el reconocimiento de ingresos en la Nota 3 y la información adicional sobre el riesgo de mercado en relación con los instrumentos derivados en la Nota 11 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

Tenemos exposición a los cambios en los precios de las materias primas, los tipos de interés y las tasas de inflación y de divisas. El siguiente análisis de estas principales exposiciones al riesgo de mercado a 31 de diciembre de 2023 incluye un análisis de cómo se administran estas exposiciones.

RIESGO DE PRECIOS EN MATERIAS PRIMAS

El riesgo de mercado relacionado con las materias primas es creado por la volatilidad de precios y bases de determinadas materias primas. Nuestras subsidiarias se encuentran expuestas, de diferentes grados, a las variaciones de precio de materias primas, principalmente a los precios de los mercados de electricidad y gas natural. Nuestra política es mantener este riesgo dentro de un marco que considera los mercados específicos, los entornos operativos y regulatorios de cada filial.

Sempra Infrastructure se encuentra expuesta a los riesgos de precio de materias primas indirectamente a través de su LNG, sus gaseoductos y almacenamiento de gas natural, y sus recursos generadores de energía. Sempra Infrastructure ha utilizado y puede continuar por utilizar contratos de materia prima, incluyendo derivados físicos y financieros, en un esfuerzo para mitigar estos riesgos y optimizar el valor de estos activos. Normalmente, dichas operaciones se encuentran sujetas a precios basados en los índices de mercado, a su vez también puede incluir los precios fijos de compra y venta de materias primas. Cualquier tipo de

exposición residual será monitoreada como se describió anteriormente. Algunos de estos derivados que utilizamos como coberturas económicas no cumplen los requisitos para la contabilidad de coberturas, o no se elige la contabilidad de coberturas, y como resultado, los cambios en el valor razonable de estos derivados se registran en las utilidades. Por consiguiente, los cambios significativos en los precios de las materias primas han provocado en el pasado y podrían provocar en el futuro volatilidad en los beneficios, ya que la compensación económica de estos derivados podría no registrarse a su valor razonable. Una disminución significativa del valor razonable de estas coberturas económicas también podría dar lugar a mayores requisitos de garantías, lo que podría afectar negativamente a nuestra liquidez y a nuestra capacidad para seguir mitigando nuestra exposición al riesgo de las materias primas. Intentamos estructurar nuestras operaciones de cobertura con el objetivo de que, con el tiempo, (i) las pérdidas y ganancias realizadas en nuestras coberturas económicas se compensen en gran medida con las pérdidas y ganancias relacionadas con nuestras compras o ventas de gas natural y (ii) obtengamos el beneficio económico que preveíamos en el momento de estructurar la operación original.

Un cambio hipotético del 10% al precio de materias primas que habría resultado en un cambio en el valor razonable de nuestros derivados en materias primas de gas natural y electricidad de \$14 millones de dólares y \$24 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente. El impacto de un cambio en precios de materias primas energéticas en nuestros instrumentos derivados basados en materias primas en algún momento dado no necesariamente es representativo del resultado que será obtenido cuando los contratos sean asentados y, normalmente, no suele incluir el impacto generalmente compensatorio de nuestras posiciones de activos subyacentes.

SDG&E y SoCalGas gestionan los riesgos por separado dentro de los parámetros de sus marcos de gestión de riesgos de mercado. Además, su exposición a riesgos de mercado se encuentra limitado dado a la recuperación de tarifa autorizada por la CPUC de los costos de compra de materias primas, transporte interestatal e interestatal y actividad de almacenamiento. No obstante, SoCalGas puede, algunas veces, estar expuesto a riesgo de mercado como resultado de GCIM, la cual recompensa o penaliza la utilidad por costos de productos por debajo o encima de ciertas referencias. El VaR a un día de las posiciones de las materias primas de SDG&E y SoCalGas fueron de \$2 millones de dólares y \$4 millones de dólares, respectivamente, al 31 de diciembre de 2023 y \$25 millones de dólares y \$2 millón de dólares, respectivamente, al 31 de diciembre de 2022.

RIESGO DE TASAS DE INTERÉS

Estamos expuestos principalmente a fluctuaciones de tasas de interés por nuestras deudas a corto y a largo plazo. Sujetos a restricciones reglamentarias, celebramos periódicamente acuerdos swap para moderar nuestra exposición a cambios de tasa de interés y reducir nuestro costo de préstamo general.

La siguiente tabla muestra nuestro monto de deuda nominal:

IMPORTE DE DEUDA NOMINAL ⁽¹⁾						
<i>(En millones de dólares)</i>						
	31 de diciembre de 2023			31 de diciembre de 2022		
	Sempra	SDG&E	SoCalGas	Sempra	SDG&E	SoCalGas
Corto plazo:						
Sempra California	\$ 947	\$ —	\$ 947	\$ 1,105	\$ 205	\$ 900
Otro	1,397	—	—	2,247	—	—
Largo plazo:						
Sempra California tasa fija	\$ 15,109	\$ 8,350	\$ 6,759	\$ 13,159	\$ 7,400	\$ 5,759
Sempra California tasa variable	400	400	—	700	400	300
Otra tasa fija	11,317	—	—	10,079	—	—
Otra tasa variable	890	—	—	575	—	—

⁽¹⁾ Después de los efectos swaps de tasa de interés. Antes de reducciones por costos de descuentos no amortizados y de costos de emisión de deuda y excluyendo obligaciones de arrendamiento financiero.

Un análisis de sensibilidad al riesgo de tasas de interés mide el riesgo de tasas de interés calculando las variaciones estimadas en utilidades atribuibles a acciones comunes (pero sin considerar los intereses capitalizados y los impactos en las participaciones de utilidades de la deuda en nuestras inversiones bajo el método de participación) que resultarían de un cambio hipotético en las tasas de interés de mercado. Las utilidades atribuibles a acciones comunes se ven afectadas por los cambios en las tasas de interés de la deuda a corto plazo y de la deuda a largo plazo a tasa variable. Si las tasas de interés promedio ponderadas sobre la deuda pendiente a corto plazo al 31 de diciembre de 2023 aumentaran o disminuyeran en un 10%, el cambio en las utilidades atribuibles a acciones comunes durante el período de 12 meses terminado el 31 de diciembre de 2024 sería aproximadamente \$9 millones de dólares. Si las tasas de interés aumentaran o disminuyeran en un 10% sobre toda la deuda a largo plazo a tasa variable al 31 de

diciembre de 2023, después de considerar los efectos de los swaps de tasas de interés, el cambio en las utilidades atribuibles a acciones comunes durante el período de 12 meses terminado el 31 de diciembre de 2024 sería de aproximadamente \$5 millones de dólares.

Proporcionamos más información sobre la deuda y las operaciones swap de tasas de interés en las Notas 7 y 11, respectivamente, de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

También estamos sujetos al efecto de las fluctuaciones de las tasas de interés sobre los activos de nuestros planes de pensión, planes PBOP, y NDT de SDG&E. Sin embargo, esperamos los efectos de estas fluctuaciones, al estar relacionados a Sempra California, sean reflejados en tasas futuras.

RIESGOS DE TIPO DE CAMBIO Y EXPOSICIÓN A LA INFLACIÓN

Discutimos nuestros riesgos de tipo de cambio y exposición a la inflación en la “Parte II – Punto 7. MD&A–Impacto por Tipo de Cambio y Tasas Inflacionarias en los Resultado de las Operaciones”.

Los efectos hipotéticos por cada apreciación de 10% del dólar EE.UU. contra el peso mexicano, en el cual tenemos operaciones e inversiones, son los siguientes:

EFFECTOS HIPOTÉTICOS POR EL FORTALECIMIENTO DEL 10% DEL DÓLAR DE EE.UU.⁽¹⁾

(En millones de dólares)

	Efectos hipotéticos
Sempra:	
Conversión de ganancias del 2023 a dólares de EE.UU. ⁽²⁾	\$ (3)
Exposición transaccional ⁽³⁾	126
Conversión de activos netos de subsidiarias extranjeras e inversión en entidades extranjeras ⁽⁴⁾	(23)

⁽¹⁾ Después de los efectos de derivados de tipo de cambio.

⁽²⁾ La suma representa el impacto a las ganancias por la variación en el tipo de cambio promedio a lo largo del periodo reportado.

⁽³⁾ El importe representa principalmente los efectos de la variación en el tipo de cambio de desde el 31 de diciembre de 2023 sobre los activos y pasivos monetarios y remediación de saldos de impuestos diferidos no-estadounidenses en nuestras subsidiarias mexicanas.

⁽⁴⁾ Importe representa los efectos de la variación en el tipo de cambio desde el 31 de diciembre de 2023 que será registrado a OCI al final del periodo de reporte

Los activos y pasivos monetarios en nuestras subsidiarias mexicanas y JVs, que están denominadas en dólares de EE.UU., puede variar considerablemente a través del año. Estos activos y pasivos monetarios y ciertos activos y pasivos no monetarios son ajustadas a inflación mexicana para efectos fiscales mexicanos. Sobre la base de una posición monetaria neta de pasivos de \$4.5 mil millones de dólares, incluyendo aquellos relacionados con nuestras inversiones en JVs, hasta el 31 de diciembre de 2023, el efecto de un incremento hipotético de 10% en la tasa de inflación mexicana es de aproximadamente \$91 millones de dólares en menores utilidades atribuibles a acciones comunes como resultado de un mayor gasto en impuestos para nuestras entidades consolidadas, a su vez de menores participaciones en utilidades de nuestros JVs.

En 2023 y 2022, SDG&E y SoCalGas experimentaron presiones inflacionarias derivadas de los aumentos de diversos costos, incluidos el costo del gas natural, el combustible eléctrico y la energía adquirida, la mano de obra, los materiales y los suministros, así como disponibilidad de mano de obra y materiales. Durante este periodo, Sempra Texas Utilities experimentó un aumento en los costos de mano de obra y materiales y no tiene mecanismos reglamentarios específicos que permitan la recuperación de costos más altos debido a la inflación; en su lugar, la recuperación se limita a las actualizaciones de tarifas a través de los rastreadores de capital y las revisiones de las tarifas base, lo que puede resultar a una no recuperación parcial debido al desfase regulatorio. Si dichos costos siguieran estando sometidos a presiones inflacionarias significativas y no pudiéramos recuperar totalmente dichos costos más elevados en las tarifas o se produjera un retraso en la recuperación, este aumento de los costos podría tener un efecto significativo en los resultados de operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o las proyecciones de Sempra, SDG&E y SoCalGas.

En 2023 y 2022, Sempra Infrastructure experimentó presiones inflacionarias derivadas del aumento de diversos costos, entre ellos el de la mano de obra, los materiales y los suministros. Sempra Infrastructure suele asegurar contratos a largo plazo denominados o referenciados en dólares de los EE.UU. que se ajustan periódicamente a los factores del mercado, incluida la inflación, y suele firmar contratos a tanto alzado para sus grandes proyectos de construcción en los que gran parte del riesgo durante la construcción es absorbido o compensado por el contratista de EPC. Si los costos adicionales se vieran sometidos a presiones inflacionarias significativas, es posible que no podamos recuperar totalmente dichos costos más altos a través de ajustes contractuales por

inflación, lo que podría tener un efecto significativo en los resultados de operaciones, situación financiera, flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

PUNTO 8. ESTADOS FINANCIEROS E INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

Nuestros estados financieros consolidados se encuentran listados en el Índice de Estados Financieros Consolidados incluido en la página F-1 de este reporte anual en la Forma 10-K.

PUNTO 9. CAMBIOS EN Y DESACUERDOS CON CONTADORES EN LA CONTABILIDAD Y PRESENTACIONES FINANCIERAS

Ninguno.

PUNTO 9A. CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS

EVALUACIÓN DE CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS DE DIVULGACIÓN

Sempra, SDG&E, SoCalGas

Sempra, SDG&E y SoCalGas mantienen controles y procedimientos de divulgación designados para asegurar que la información que requiera ser divulgada en sus reportes presentados o registrados bajo la Ley del Mercado de Valores de EE.UU., sea almacenada, procesada, resumida y reportada dentro del periodo de tiempos especificado en las reglas y formatos de la SEC y sea acumulada y comunicada a la administración de cada compañía, incluyendo al director general respectivo y al director de finanzas respectivo, para permitir la oportuna toma de decisiones respecto de la revelación requerida. Al diseñar y evaluar estos controles y procedimientos, la administración de cada compañía reconoce que cada sistema de controles y procedimientos, no obstante lo bien diseñado y operado que se encuentre, puede brindar sólo cierta certeza razonable respecto de los objetivos de control deseados; consecuentemente, la administración de cada compañía aplica juicios al evaluar la relación costo-beneficio de posibles controles y procedimientos.

Bajo la supervisión y con la participación de los principales funcionarios ejecutivos y de finanzas de Sempra, SDG&E y SoCalGas, la administración de cada compañía evalúa la eficacia del diseño y operación de sus controles y procedimientos de divulgación al 31 de diciembre de 2023, el fin del periodo cubierto en el presente reporte. Con base en estas evaluaciones, los principales funcionarios ejecutivos y de finanzas de Sempra, SDG&E y SoCalGas concluyeron que los procedimientos y controles de divulgación de sus respectivas compañías eran efectivos al nivel de certeza razonable a dicha fecha.

REPORTE DE LA AMINISTRACIÓN SOBRE CONTROLES INTERNOS DE REPORTE FINANCIERO

Sempra, SDG&E, SoCalGas

La administración respectiva de Sempra, SDG&E y SoCalGas es responsable del establecimiento y mantenimiento de controles internos adecuados de reporte financiero, como se define en la Regla 13a-15(f) de la Ley del Mercado de Valores de EE.UU.

Bajo la supervisión y con la participación de los principales funcionarios ejecutivos y de finanzas de Sempra, SDG&E y SoCalGas, cada una de las administraciones de las compañías evaluaron la efectividad de su control interno sobre de la presentación de reportes financieros basados en el marco en *Control Interno – Marco Integrado (2013)* emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway. Con base en estas evaluaciones, cada una de las administraciones de las compañías concluyeron que su control interno sobre reportes financieros fue efectivo al 31 de diciembre de 2023. Deloitte & Touche LLP auditó la efectividad de cada control sobre los reportes financieros de las compañías al 31 de diciembre de 2023, como se declara en sus reportes, los cuales son incluidos en este reporte anual en la Forma 10-K.

No se han producido cambios en los controles internos sobre los reportes financieros de Sempra, SDG&E y SoCalGas durante el trimestre fiscal más reciente que haya afectado significativamente, o sea razonablemente probable que afecte algunos de los controles internos de la compañía sobre los reportes financieros.

INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA

A los Accionistas y Consejo de Administración de Sempra:

Opinión sobre los Controles Internos sobre la Información Financiera

Hemos auditado el control interno sobre la información financiera de Sempra y sus subsidiarias (“Sempra”) al 31 de diciembre de 2023, 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 (“COSO”, por sus siglas en inglés). En nuestra opinión, Sempra mantiene, en todos los aspectos relevantes, un control interno sobre los reportes financieros efectivo al 31 de diciembre de 2023, basado en el criterio establecido en *Control Interno – Marco Integrado (2013)* emitido por la COSO.

De igual forma hemos auditado, de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión de Contabilidad de Empresas Públicas (Estados Unidos) (el “PCAOB”, por sus siglas en inglés), los estados financieros consolidados a partir y para el año terminado el 31 de diciembre de 2023 de Sempra, y nuestro informe de fecha 27 de febrero de 2024, expresó una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros.

Bases para la Opinión

La administración de Sempra es responsable por mantener el control interno efectivo sobre la información financiera y para su evaluación del control interno sobre reportes financieros, incluido en el Reporte de la Administración del Control Interno sobre Reportes Financieros. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión del control interno sobre la información financiera de Sempra con base en nuestra auditoría. Somos una firma de contadores públicos independientes registrada ante el PCAOB y debemos ser independientes con respecto a Sempra de acuerdo con las leyes federales de valores de los Estados Unidos de América y las reglas y reglamentos aplicables de la Comisión de Valores y Bolsa y el PCAOB.

Realizamos nuestra auditoría conforme a los lineamientos del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable sobre si se mantuvo un control interno sobre la información financiera en todos los aspectos materiales. Nuestra auditoría también obtuvo el entendimiento sobre el control interno sobre la información financiera, evaluación de los riesgos de llegar a existir una debilidad material, comprobaciones y evaluaciones del diseño y operación efectiva del control interno basado en el riesgo evaluado, y la realización de otros procedimientos que consideramos necesarios dadas las circunstancias. Nosotros creemos que nuestra auditoría provee una base razonable para nuestra opinión.

Definición y Limitación del Control Interno sobre la Información Financiera

El control interno sobre la información financiera de una compañía es un proceso diseñado para proveer una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera y la preparación de estados financieros para efectos externos de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados. El control interno sobre la información financiera de una compañía incluye aquellas políticas y procedimientos que (1) pertenezcan al mantenimiento de registros que en detalles razonables, precisos y suficientes reflejan a las operaciones y disposiciones de los activos de la compañía; (2) proveen una seguridad razonable que las operaciones necesarias son registradas para la preparación de los estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, y que los ingresos y gastos de la compañía solamente se llevan a cabo de acuerdo con la autorización de la administración y directores de la compañía; y (3) proveen una seguridad razonable con respecto a la prevención o a la detección oportuna de adquisiciones no autorizadas, el uso, o disposición de los activos de la compañía, los cuales pueden afectar materialmente los estados financieros.

Dadas estas limitaciones inherentes, los controles internos sobre la información financiera pueden no prevenir o detectar errores. De igual forma, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad en periodos futuros se encuentran sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados por cambio en las condiciones, o que el grado de cumplimiento con las políticas o procedimientos pueden deteriorarse.

/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP

San Diego, California
27 de febrero de 2024

INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA

A los Accionistas y Consejo de Administración de San Diego Gas & Electric Company:

Opinión sobre los Controles Internos sobre la Información Financiera

Hemos auditado el control interno sobre la información financiera de San Diego Gas & Electric Company (“SDG&E”) al 31 de diciembre de 2023, 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 (“COSO”, por sus siglas en inglés). En nuestra opinión, SDG&E mantiene, en todos los aspectos relevantes, un control interno sobre los reportes financieros efectivo al 31 de diciembre de 2023, basado en el criterio establecido en *Control Interno – Marco Integrado (2013)* emitido por la COSO.

De igual forma hemos auditado, de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión de Contabilidad de Empresas Públicas (Estados Unidos) (el “PCAOB”, por sus siglas en inglés), los estados financieros a partir y para el año terminado el 31 de diciembre de 2023 de SDG&E, y nuestro informe de fecha 27 de febrero de 2024, expresó una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros.

Bases para la Opinión

La administración de SDG&E es responsable por mantener el control interno efectivo sobre la información financiera y para su evaluación del control interno sobre reportes financieros, incluido en el Reporte de la Administración del Control Interno sobre Reportes Financieros. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión del control interno sobre la información financiera de SDG&E con base en nuestra auditoría. 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 los Estados Unidos de América y las reglas y reglamentos aplicables de la Comisión de Valores y Bolsa y el PCAOB.

Realizamos nuestra auditoría conforme a los lineamientos del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable sobre si se mantuvo un control interno sobre la información financiera en todos los aspectos materiales. Nuestra auditoría también obtuvo el entendimiento sobre el control interno sobre la información financiera, evaluación de los riesgos de llegar a existir una debilidad material, comprobaciones y evaluaciones del diseño y operación efectiva del control interno basado en el riesgo evaluado, y la realización de otros procedimientos que consideramos necesarios dadas las circunstancias. Nosotros creemos que nuestra auditoría provee una base razonable para nuestra opinión.

Definición y Limitación del Control Interno sobre la Información Financiera

El control interno sobre la información financiera de una compañía es un proceso diseñado para proveer una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera y la preparación de estados financieros para efectos externos de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados. El control interno sobre la información financiera de una compañía incluye aquellas políticas y procedimientos que (1) pertenezcan al mantenimiento de registros que en detalles razonables, precisos y suficientes reflejan a las operaciones y disposiciones de los activos de la compañía; (2) proveen una seguridad razonable que las operaciones necesarias son registradas para la preparación de los estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, y que los ingresos y gastos de la compañía solamente se llevan a cabo de acuerdo con la autorización de la administración y directores de la compañía; y (3) proveen una seguridad razonable con respecto a la prevención o a la detección oportuna de adquisiciones no autorizadas, el uso, o disposición de los activos de la compañía, los cuales pueden afectar materialmente los estados financieros.

Dadas estas limitaciones inherentes, los controles internos sobre la información financiera pueden no prevenir o detectar errores. De igual forma, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad en periodos futuros se encuentran sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados por cambio en las condiciones, o que el grado de cumplimiento con las políticas o procedimientos pueden deteriorarse.

/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP

San Diego, California
27 de febrero de 2024

INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA

A los Accionistas y Consejo de Administración de Southern California Gas Company:

Opinión sobre los Controles Internos sobre la Información Financiera

Hemos auditado el control interno sobre la información financiera de Southern California Gas Company (“SoCalGas”) al 31 de diciembre de 2023, 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 (“COSO”, por sus siglas en inglés). En nuestra opinión, SoCalGas mantiene, en todos los aspectos relevantes, un control interno sobre los reportes financieros efectivo al 31 de diciembre de 2023, basado en el criterio establecido en *Control Interno – Marco Integrado (2013)* emitido por la COSO.

De igual forma hemos auditado, de acuerdo con las normas del Consejo de Supervisión de Contabilidad de Empresas Públicas (Estados Unidos) (el “PCAOB”, por sus siglas en inglés), los estados financieros consolidados a partir y para el año terminado el 31 de diciembre de 2023 de SoCalGas, y nuestro informe de fecha 27 de febrero de 2024, expresó una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros.

Bases para la Opinión

La administración de SoCalGas es responsable por mantener el control interno efectivo sobre información financiera y para su evaluación del control interno sobre reportes financieros, incluido en el Reporte de la Administración del Control Interno sobre Reportes Financieros. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión del control interno sobre información financiera de SoCalGas con base en nuestra auditoría. basados en nuestra auditoría. 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 los Estados Unidos de América y las reglas y reglamentos aplicables de la Comisión de Valores y Bolsa y el PCAOB.

Realizamos nuestra auditoría conforme a los lineamientos del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable sobre si se mantuvo un control interno sobre la información financiera en todos los aspectos materiales. Nuestra auditoría también obtuvo el entendimiento sobre el control interno sobre la información financiera, evaluación de los riesgos de llegar a existir una debilidad material, comprobaciones y evaluaciones del diseño y operación efectiva del control interno basado en el riesgo evaluado, y la realización de otros procedimientos que consideramos necesarios dadas las circunstancias. Nosotros creemos que nuestra auditoría provee una base razonable para nuestra opinión.

Definición y Limitación del Control Interno sobre la Información Financiera

El control interno sobre la información financiera de una compañía es un proceso diseñado para proveer una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera y la preparación de estados financieros para efectos externos de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados. El control interno sobre la información financiera de una compañía incluye aquellas políticas y procedimientos que (1) pertenezcan al mantenimiento de registros que en detalles razonables, precisos y suficientes reflejan a las operaciones y disposiciones de los activos de la compañía; (2) proveen una seguridad razonable que las operaciones necesarias son registradas para la preparación de los estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, y que los ingresos y gastos de la compañía solamente se llevan a cabo de acuerdo con la autorización de la administración y directores de la compañía; y (3) proveen una seguridad razonable con respecto a la prevención o a la detección oportuna de adquisiciones no autorizadas, el uso, o disposición de los activos de la compañía, los cuales pueden afectar materialmente los estados financieros.

Dadas estas limitaciones inherentes, los controles internos sobre la información financiera pueden no prevenir o detectar errores. De igual forma, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad en periodos futuros se encuentran sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados por cambio en las condiciones, o que el grado de cumplimiento con las políticas o procedimientos pueden deteriorarse.

/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP

San Diego, California
27 de febrero de 2024

PUNTO 9B. OTRA INFORMACIÓN

- (a) Ninguno.
- (b) Durante el último trimestre fiscal, (i) cada una de las personas que se enlistan a continuación, que en ese momento eran consejeros o funcionarios de Sempra, adoptaron un acuerdo de negociación conforme a la Regla 10b5-1 con respecto a los valores de Sempra, en los términos principales que se describen a continuación; (ii) ningún consejero o funcionario de Sempra rescindió un acuerdo de negociación conforme a la Regla 10b5-1 ni adoptó o rescindió un acuerdo de negociación no conforme a la Regla 10b5-1 con respecto a los valores de Sempra; y (iii) ningún consejero o funcionario de SDG&E o SoCalGas adoptó o rescindió un acuerdo de negociación conforme a la Regla 10b5-1 o un acuerdo de negociación no conforme a la Regla 10b5-1 con respecto a los valores de cada uno de dichos Registrantes. Tal y como se utiliza en el presente documento, los consejeros y funcionarios se definen en la Regla 16a-1(f) de la Ley del Mercado de Valores, un acuerdo de negociación según la Regla 10b5-1 se define en el Punto 408(a) del Reglamento S-K de la SEC, y un acuerdo de negociación no conforme a la Regla 10b5-1 se define en el Punto 408(c) del Reglamento S-K de la SEC. Todos los acuerdos de negociación con arreglo a la Regla 10b5-1 que se enumeran a continuación están destinados a satisfacer la defensa afirmativa de la Regla 10b5-1(c) de la Ley del Mercado de Valores.

REGLA 10B5-1 ACUERDOS DE NEGOCIACIÓN

(En los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023)

Nombre y cargo del consejero o funcionario	Fecha en la cual el consejero o funcionario adoptaron o terminaron el acuerdo de negociación	Duración del acuerdo de negociación	Número total de valores que se comprarán o venderán en virtud del acuerdo de negociación
Trevor I. Mihalik, Vicepresidente Ejecutivo y Presidente del Grupo	13 de noviembre de 2023	Desde el 6 de marzo de 2024 hasta que se vendan todas las acciones o se ponga fin de otro modo al acuerdo de negociación	32,937 acciones comunes de Sempra en propiedad; 24,634 acciones comunes de Sempra sujetas a RSUs basadas en el rendimiento que se devengan en enero y febrero de 2024; todas las acciones comunes de Sempra sujetas a 27,925 RSUs basadas en el rendimiento que se devengan en enero y febrero de 2025 ⁽¹⁾ , menos las acciones a las que el Sr. Mihalik tendría derecho y que son retenidas para satisfacer los requisitos mínimos de retención de impuestos estatutarios
Karen L. Sedgwick, Vicepresidente Ejecutivo y Director Financiero	30 de noviembre de 2023	Desde el 7 de marzo de 2024 hasta que se vendan todas las acciones o se ponga fin de otro modo al acuerdo de negociación	8,782 acciones comunes de Sempra sujetas a RSUs basadas en el tiempo y el rendimiento devengadas en enero y febrero de 2024

⁽¹⁾ Las acciones sujetas a las RSU basadas en el rendimiento programadas para devengarse en enero y febrero de 2025 generalmente se devengarán, total o parcialmente, o se confiscarán a principios de 2025 en función de nuestro rendimiento total para el accionista durante el periodo de rendimiento de tres años que finaliza el 2 de enero de 2025 y el crecimiento del EPS (ajustado a efectos del LTIP) durante el periodo de rendimiento de tres años que finaliza el 31 de diciembre de 2024. El número de acciones que se devengarán puede oscilar entre el 0% y el 200% del número objetivo de acciones (más los equivalentes de dividendos) y no puede determinarse hasta que haya finalizado el periodo de rendimientos y el Comité de Compensación y Desarrollo de Talento del Consejo de Administración de Sempra haya certificado los resultados.

PUNTO 9C. PRESENTACIÓN SOBRE JURISDICCIONES EXTRANJERAS QUE PREVIENEN INSPECCIONES

No aplicable.

PARTE III.

Dado que SDG&E cumple con las condiciones de la Información General I(1)(a) y (b) de la Forma 10-K y, por lo tanto, presenta este reporte con un formato de divulgación reducido como se permite en la Instrucción General I(2), la información requerida por la Parte III – Puntos 10, 11, 12 y 13 a continuación no es requerida para SDG&E. Sin embargo, hemos proporcionado voluntariamente la información requerida por el Punto 401 del Reglamento S-K de la SEC, como se requiere en la Parte III – Punto 10 con respecto de los funcionarios ejecutivos de SDG&E en la “Parte I – Punto 1. Negocio – Otros Asuntos – Información Acerca de Nuestros Funcionarios Ejecutivos”.

PUNTO 10. CONSEJEROS, FUNCIONARIOS EJECUTIVOS Y GOBIERNO CORPORATIVO

Proporcionamos la información requerida por el Punto 401 del Reglamento S-K de la SEC, como se requiere en ese punto, respecto a los funcionarios de Sempra y SoCalGas en la “Parte I – Punto 1. Negocio – Otros Asuntos – Información Acerca de Nuestros Funcionarios Ejecutivos”. La demás información requerida por este punto se incorpora por referencia a “Gobierno Corporativo” y “Propuesta 1: Designación de Consejeros” en el material que será presentado en la asamblea anual de accionistas de Sempra en mayo de 2024 y en la declaración de información que será presentada para la asamblea anual de accionistas de SoCalGas en mayo de 2024. En todo caso, solamente la información específica que se requiere expresamente por este punto se incorporará por referencia al mismo.

PUNTO 11. COMPENSACIÓN DE EJECUTIVOS

La información requerida por este punto se incorpora por referencia a “Compensación de Ejecutivos” incluyendo “Compensación Discusión y Análisis”, “Reporte del Comité de Compensación y Desarrollo de Talento” y las “Tablas de Compensación” (excepto la información incluida en el apartado “Pagos Contra resultados”), en las declaraciones que serán presentadas en la asamblea anual de accionistas de Sempra en mayo de 2024 y la información que será presentada en la asamblea anual de accionistas de SoCalGas en mayo de 2024. En todo caso, solamente la información que sea expresamente requerida por este artículo se incorporará al mismo por referencia.

PUNTO 12. TITULARIDAD DE VALORES DE CIERTOS BENEFICIARIOS Y FUNCIONARIOS Y ASUNTOS RELACIONADOS CON ACCIONISTAS

VALORES AUTORIZADOS PARA EMISIÓN BAJO EL PLAN DE COMPENSACIÓN DE ACCIONES

Sempra tiene un LTIP que permite otorgar una gran variedad de capital e incentivos basados en capital a los consejeros, funcionarios y empleados clave. Al 31 de diciembre de 2023, los beneficios pendientes consistieron en opciones de capital y RSU propiedad 452 empleados.

La siguiente tabla presenta información acerca de nuestros planes de compensación de acciones al 31 de diciembre de 2023.

PLANES DE COMPENSACIÓN DE ACCIONES⁽¹⁾

Planes de compensación de acciones autorizados por los accionistas	Número de acciones que serán emitidas bajo el ejercicio de opción, garantías y derechos ⁽²⁾	Precio de ejercicio promedio ponderado de opción, garantías y derechos ⁽³⁾	Número de acciones adicionales remanentes disponibles para futuras emisiones ⁽⁴⁾
Sempre:			
2013 LTIP	303,752	\$ 53.38	—
2019 LTIP	3,810,999	\$ 68.62	8,918,154

⁽¹⁾ Excluye equivalentes de dividendos.

⁽²⁾ Las LTIP de 2013 consisten en 303,752 opciones de compra de acciones comunes, las cuales fueron otorgadas en un precio de ejercicio igual al 100% del valor razonable de mercado en la fecha del otorgamiento de aquellas acciones sujetas a la opción. Las LTIP de 2019 consisten en 1,456,046 opciones de compra de acciones comunes, todas las cuales fueron otorgadas en un precio de ejercicio igual al 100% del valor razonable del valor del mercado en la fecha de otorgamiento de las acciones sujetas a opción, 1,829,984 RSUs basadas en el rendimiento y 524,969 RSU basadas en servicio. Cada una de las RSUs basadas en rendimiento otorgadas bajo el LTIP de 2019 representan el derecho a recibir de cero a 2.0 acciones comunes si las condiciones de rendimiento son satisfechas. Para propósitos de la presente tabla, el número de las acciones comunes basadas en rendimiento se encuentran sujetas a 1.0 acción, lo que asume que las condiciones de rendimiento se encuentran satisfechas al objetivo establecido.

⁽³⁾ Representa el precio de ejercicio promedio ponderado de las 303,752, y 1,456,046 opciones pendientes para comprar acciones comunes bajo el LTIP de 2013 y el LTIP de 2019, respectivamente.

⁽⁴⁾ El número de acciones disponibles para futuras emisiones se incrementa por el número de acciones a las cuales el participante podría estar legitimado las cuales se encuentran retenidas o entregadas para satisfacer el precio de ejercicio o satisfacer las obligaciones de retención de impuestos relacionadas a cualquier tipo de plan de compensación, y también se incrementan por el número de acciones sujetas a premios que hayan expirado o sido entregadas, canceladas o de cualquier otra forma terminado sin la emisión de acciones. No se otorgarán nuevos premios bajo el LTIP de 2013.

Proporcionamos un análisis adicional del plan de compensación de acciones en la Nota 10 de las Notas a Estados Financieros Consolidados.

TITULARIDAD DE VALORES DE CIERTOS BENEFICIARIOS Y DIRECTIVOS

La información requerida por el Punto 403 del Reglamento S-K de la SEC, como se requiere por este punto, se incorpora por referencia a “Propiedad de Acciones” en la declaración que será presentada en la asamblea anual de accionistas de Sempra en mayo de 2024 y la declaración de información que será presentada en la asamblea anual de accionistas de SoCalGas en mayo de 2024. En cualquiera de los casos, solo aquella información específica que haya sido requerida expresamente por este punto se incorpora por referencia.

PUNTO 13. CIERTAS RELACIONES Y OPERACIONES RELACIONADAS E INDEPENDENCIA DEL CONSEJO

La información requerida por este artículo se incorpora por referencia a “Gobierno Corporativo” en la declaración que será presentada en la asamblea anual de accionistas de Sempra en mayo de 2024 y por la declaración de información que será presentada en la asamblea anual de accionistas de SoCalGas en mayo de 2024. En cualquiera de los casos, solo aquella información específica que haya sido requerida expresamente se incorpora por referencia.

PUNTO 14. PRINCIPALES HONORARIOS Y SERVICIOS CONTABLES

La información acerca de los principales honorarios y servicios contables se presenta más adelante para Sempra, SDG&E y SoCalGas. La siguiente tabla muestra los honorarios pagados a Deloitte & Touche LLP, el despacho de contadores públicos independientes registrada para Sempra, SDG&E y SoCalGas, por los servicios prestados en 2023 y 2022.

PRINCIPALES HONORARIOS CONTABLES

(En miles de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	Honorarios	Porcentaje del total	Honorarios	Porcentaje del total	Honorarios	Porcentaje del total
2023:						
Honorarios de auditoría:						
Estados financieros consolidados, controles internos de auditoría y auditorías subsidiarias	\$ 11,808		\$ 2,976		\$ 3,970	
Divulgación reglamentaria y servicios relacionados	513		170		85	
Total de honorarios por auditoría	12,321	81 %	3,146	87 %	4,055	90 %
Honorarios relacionados con auditorías:						
Auditorías a los planes de beneficios de empleados	545		175		304	
Otros servicios relacionados con auditorías ⁽¹⁾	1,643		175		115	
Total de honorarios relacionados a auditorías	2,188	14	350	9	419	9
Honorarios fiscales ⁽²⁾	668	5	135	4	46	1
Otras tarifas ⁽³⁾	59	—	—	—	—	—
Total de honorarios	\$ 15,236	100 %	\$ 3,631	100 %	\$ 4,520	100 %
2022:						
Honorarios de auditoría:						
Estados financieros consolidados, controles internos de auditoría y auditorías subsidiarias	\$ 10,872		\$ 3,013		\$ 3,549	
Divulgación reglamentaria y servicios relacionados	290		65		130	
Total de honorarios por auditoría	11,162	83 %	3,078	87 %	3,679	92 %
Honorarios relacionados con auditorías:						
Auditorías a los planes de beneficios de empleados	520		169		287	
Otros servicios relacionados con auditorías ⁽¹⁾	1,245		165		—	
Total de honorarios relacionados a auditorías	1,765	13	334	10	287	7
Honorarios fiscales ⁽²⁾	477	3	116	3	17	1
Otras tarifas ⁽³⁾	94	1	—	—	—	—
Total de honorarios	\$ 13,498	100 %	\$ 3,528	100 %	\$ 3,983	100 %

⁽¹⁾ Otros servicios relacionados con auditorías principalmente se relacionan con auditorías reglamentarias y acordadas sobre los procedimientos.

⁽²⁾ Honorarios fiscales se relacionan con servicios de consultoría fiscales y servicios de cumplimiento.

⁽³⁾ Todos los demás honorarios se relacionan con capacitación y conferencias.

El Comité de Auditoría del consejo de administración de Sempra es directamente responsable por el nombramiento, compensación, retención y supervisión, incluyendo las negociaciones de honorarios de auditoría, de los despachos de contadores públicos independientes registradas para Sempra, y sus subsidiarias, incluyendo SDG&E y SoCalGas. Como asunto de buen gobierno corporativo, cada consejo de administración de Sempra, SDG&E y SoCalGas revisaron los reportes de rendimiento de Deloitte & Touche LLP y los designado como despacho independiente de contadores públicos registrada para Sempra, SDG&E y SoCalGas, respectivamente. El Consejo de administración de Sempra ha determinado que cada uno de los miembros de su Comité de Auditoría debe ser un consejero independiente y tener conocimiento de temas financieros, y que el Sr. Jack T. Taylor, quien preside el comité, es un experto en comités de auditoría financieros como se define en las reglas de la SEC.

Con excepción de cuando no se requiera aprobación previa conforme a las reglas de la SEC, el Comité de Auditoría de Sempra aprueba previamente todos los servicios de auditoría, relacionados con auditoría y servicios permitidos no relacionados con auditoría que preste Deloitte & Touche LLP para Sempra, SDG&E y SoCalGas en 2023 y 2022. Las políticas y procedimientos de aprobaciones previas del comité proveen para lo general una aprobación previa a tipos específicos de servicios y dan una guía detallada a la administración sobre los servicios que son elegibles a una aprobación previa general, y requieren aprobaciones previas específicas para todos los demás servicios permitidos. Para ambos tipos de autorización previa, el comité considerará si los servicios a ser prestados son consistentes con mantener la independencia del despacho. Las políticas y procedimientos del comité también delegan facultades al presidente del comité la autoridad para considerar las solicitudes de autorización previa sobre servicios entre las juntas del comité, cualquier tipo de decisión relacionada con las autorizaciones previas deben de ser reportadas al comité en la siguiente reunión programada.

PARTE IV.

PUNTO 15. ANEXOS Y APÉNDICES DE ESTADOS FINANCIEROS

Los siguientes documentos se presentan como parte de este reporte:

ESTADOS FINANCIEROS

Nuestros estados financieros consolidados se encuentran listados en el Índice de los Estados Financieros Condensados incluido en la página F-1 del presente reporte anual en la Forma 10-K.

APÉNDICES DE ESTADOS FINANCIEROS

El apéndice I se encuentra listado en el Índice de los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad Controladora como se incluye en la página S-1 de este reporte anual en la Forma 10-K.

Cualquier otro apéndice para el cual exista una disposición en la Regulación S-X de la SEC no es requerido conforme a las instrucciones contenidas en la misma, no es aplicable o la información se encuentra incluida en los Estados Financieros Consolidados y las Notas a los mismos en este reporte anual en la Forma 10-K.

ANEXOS

ÍNDICE DE ANEXOS

Los anexos listados más adelante se relacionan a cada registrante según se indica. A menos que se indique de otra forma, los anexos incorporados por referencia al presente fueron presentados bajo el Número de Expediente 1-14201 (Sempra), Número de Expediente 1-40 (Pacific Lighting Corporation), Número de Expediente 1-03779 (San Diego Gas & Electric Company) y/o Número de Expediente 1-01402 (Southern California Gas Company). Todos los anexos en los que Sempra es parte han sido nombrados en este Índice de Anexos con la actual denominación de Sempra (Sempra) en lugar de su anterior denominación (Sempra Energy), con independencia de la fecha del anexo.

ÍNDICE DE ANEXOS

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma o Número de declaración de registro	Anexo o Apéndice	Fecha de presentación
ANEXO 3 – ACTA CONSTITUTIVA Y ESTATUTOS					
<i>Sempra</i>					
3.1	Modificación y Reexpresión del Acta Constitutiva de Sempra efectivo al 23 de mayo de 2008.		10-K	3.1	27/02/20
3.2	Certificado de Determinación de Preferencias de 6% de las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie A, de Sempra (incluyendo el formato de título que representa las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie A, con rendimiento de 6%) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 5 de enero de 2018.		8-K	3.1	09/01/18
3.3	Certificado de Determinación de Preferencias de 6.75% de las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie B, de Sempra (incluyendo el formato de título que representa las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie B, con rendimiento de 6.75%) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 11 de julio de 2018.		8-K	3.1	13/07/18
3.4	Certificado de Determinación de Preferencias de 4.875% de las acciones preferentes, perpetuas, amortizables, acumulativas, Serie C, de Sempra, (incluyendo el formato de título que representa las acciones preferentes, perpetuas, amortizables, acumulativas, a tasa fija de 4.875%, Serie C) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 11 de junio de 2020.		8-K	3.1	15/06/20
3.5	Certificado de Modificación del Acta Constitutiva Reexpresada de Sempra de fecha 12 de mayo de 2023.		8-K	3.1	16/05/23
3.6	Estatutos de Sempra (modificados al 12 de mayo de 2023).		8-K	3.2	16/05/23
<i>San Diego Gas & Electric Company</i>					
3.7	Acta Constitutiva Reexpresada de San Diego Gas & Electric Company efectivo al 15 de agosto de 2014.		10-K	3.4	26/02/15
3.8	Estatutos de San Diego Gas & Electric Company (modificados al 26 de octubre de 2016).		10-Q	3.1	02/11/16
<i>Southern California Gas Company</i>					
3.9	Acta Constitutiva Reexpresada de Southern California Gas Company efectivo al 7 de octubre de 1996.		10-K	3.01	28/03/97
3.10	Estatutos de Southern California Gas Company (modificados al 30 de enero de 2017).		8-K	3.1	31/01/17

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma o Número de declaración de registro	Anexo o Apéndice	Fecha de presentación

ANEXO 4 – INSTRUMENTOS QUE DEFINEN LOS DERECHOS DE LOS TENEDORES DE VALORES, INCLUIDAS LAS ESCRITURAS

Algunos instrumentos que definen los derechos de los tenedores de instrumentos de deuda a largo plazo no deben presentarse ni incorporarse por referencia en el presente documento, de conformidad con el punto 601(b)(4)(iii)(A) del Reglamento S-K. Cada registrante se compromete a proporcionar una copia de dichos instrumentos a la SEC cuando ésta lo solicite.

Sempra

4.1	Descripción de los derechos de las Acciones Comunes de Sempra (Reexpresión del Acta Constitutiva de Sempra efectiva al 23 de mayo de 2008, según ha sido modificada por el Certificado de Modificación del Acta Constitutiva Reexpresada de Sempra de fecha 12 de mayo de 2023) (incluidas previamente como Anexos 3.1 y 3.5).		10-K	3.1	27/02/20
4.2	Descripción de los Valores.	X			
4.3	Certificado de Determinación de Preferencias de 6% de las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie A, de Sempra (incluyendo el formato de título que representa las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie A, con rendimiento de 6%) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 5 de enero de 2018 (incluido previamente como Anexo 3.2).		8-K	3.1	09/01/18
4.4	Certificado de Determinación de Preferencias de 6.75% de las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie B, de Sempra (incluyendo el formato de título que representa las acciones preferentes de conversión obligatoria, Serie B, con rendimiento de 6.75%) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 11 de julio de 2018 (incluido previamente como Anexo 3.3).		8-K	3.1	13/07/18
4.5	Certificado de Determinación de Preferencias del 4.875% de las acciones preferentes, perpetuas, amortizables, acumulativas, Serie C, de Sempra (incluyendo el formato de título que representa las acciones preferentes, perpetuas, amortizables, acumulativas, a tasa fija de 4.875%, Serie C) presentado al Secretario del Estado de California y efectivo al 11 de junio de 2020 (incluido previamente como Anexo 3.4).		8-K	3.1	15/06/20
4.6	Escritura de fecha de 23 de febrero de 2000, entre Sempra y U.S. Bank Trust National Association, como fiduciario.		S-3ASR 333-153425	4.1	11/09/08
4.7	Certificado de Directivo de Sempra, incluyendo la forma de sus Notas al 6.00% con vencimiento en 2039.		8-K	4.1	08/10/09
4.8	Certificado de Directivo de Sempra, incluyendo la forma de sus Notas al 3.250% con vencimiento en 2027.		8-K	4.1	09/06/17
4.9	Certificado de Directivo de Sempra, incluyendo la forma de sus Notas al 3.400% con vencimiento en 2028, al 3.800% con vencimiento en 2038, y al 4.000% con vencimiento en 2048.		8-K	4.1	12/01/18
4.10	Certificado de Directivo de Sempra, incluyendo la forma de sus Notas al 3.300% con vencimiento en 2025, y la forma de sus Notas al 3.700% con vencimiento en 2029.		8-K	4.1	24/03/22
4.11	Certificado de Directivo de Sempra, incluyendo la forma de sus Notas al 5.400% con vencimiento en 2026, y la forma de sus Notas al 5.500% con vencimiento en 2033.		8-K	4.1	23/06/23
4.12	Escritura Complementaria, de fecha de 26 de junio de 2019, entre Sempra y U.S. Bank National Association, como fiduciario.		8-K	4.2	26/06/19
4.13	Certificado de Directivo de Sempra, incluyendo la forma de sus Notas Subordinadas Junior al 5.750% con vencimiento en 2079.		8-K	4.1	26/06/19
4.14	Certificado de Directivo de Sempra, incluyendo la forma de sus Notas Subordinadas Junior a Tasa Fija Reset al 4.125% con vencimiento en 2052.		8-K	4.1	19/11/21

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma o Número de declaración de registro	Anexo o Apéndice	Fecha de presentación
<i>Southern California Gas Company</i>					
4.15	Descripción de las preferencias de las acciones preferentes, acciones preferentes y series de acciones preferentes (Acta Constitutiva Reexpresada de Southern California Gas Company) (incluido previamente como Anexo 3.9).		10-K	3.01	28/03/97
4.16	Descripción de Valores.		10-K	4.9	27/02/20
<i>Sempra / San Diego Gas & Electric Company</i>					
4.17	Hipoteca y Escritura del Fideicomiso de fecha 1 de julio de 1940.		2-4769	B-3	(1)
4.18	Segunda Escritura Complementaria de fecha 1 de marzo de 1948.		2-7418	B-5B	(1)
4.19	Novena Escritura Complementaria de fecha 1 de agosto de 1968.		333-52150	4.5	(1)
4.20	Décima Escritura Complementaria de fecha 1 de diciembre de 1968.		2-36042	2-K	(1)
4.21	Décima sexta Escritura Complementaria de fecha 28 de agosto de 1975.		33-34017	4.2	(1)
4.22	Quincuagésima Escritura Complementaria de fecha 19 de mayo de 2005.		8-K	4.1	19/05/05
4.23	Quincuagésima Segunda Escritura Complementaria de fecha 8 de junio de 2006.		8-K	4.1	08/06/06
4.24	Quincuagésima Cuarta Escritura Complementaria de fecha 20 de septiembre de 2007.		8-K	4.1	20/09/07
4.25	Quincuagésima Quinta Escritura Complementaria de fecha 14 de mayo de 2009.		8-K	4.1	15/05/09
4.26	Quincuagésima Sexta Escritura Complementaria de fecha 13 de mayo de 2010.		8-K	4.1	13/05/10
4.27	Quincuagésima Séptima Escritura Complementaria de fecha 26 de agosto de 2010.		8-K	4.1	26/08/10
4.28	Sexagésima Escritura Complementaria de fecha 17 de noviembre de 2011.		8-K	4.1	17/11/11
4.29	Sexagésima Primera Escritura Complementaria de fecha 22 de marzo de 2012.		8-K	4.1	23/03/12
4.30	Sexagésima Quinta Escritura Complementaria de fecha 19 de mayo de 2016.		8-K	4.1	19/05/16
4.31	Sexagésima Sexta Escritura Complementaria de fecha 8 de junio de 2017.		8-K	4.1	08/06/17
4.32	Sexagésima Séptima Escritura Complementaria de fecha 17 de mayo de 2018.		8-K	4.1	17/05/18
4.33	Sexagésima Octava Escritura Complementaria de fecha 31 de mayo de 2019.		8-K	4.1	31/05/19
4.34	Sexagésima Novena Escritura Complementaria de fecha 7 de abril de 2020.		8-K	4.1	07/04/20
4.35	Septuagésima Escritura Complementaria de fecha 28 de septiembre de 2020.		8-K	4.1	28/09/20
4.36	Septuagésima Primera Escritura Complementaria de fecha 13 de agosto de 2021.		8-K	4.1	13/08/21
4.37	Septuagésima Segunda Escritura Complementaria de fecha 11 de marzo de 2022.		8-K	4.1	11/03/22
4.38	Septuagésima Tercera Escritura Complementaria de fecha 11 de marzo de 2022.		8-K	4.2	11/03/22
4.39	Septuagésima Cuarta Escritura Complementaria de fecha 10 de marzo de 2023.		8-K	4.1	10/03/23
4.40	Septuagésima Quinta Escritura Complementaria de fecha 11 de agosto de 2023.		8-K	4.1	11/08/23

⁽¹⁾ El Anexo no se encuentra disponible en la página web de la SEC ya que fue presentada en físico y es anterior a la base de datos electrónica recopilación, análisis y recuperación de la SEC (EDGAR).

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma o Número de declaración de registro	Anexo o Apéndice	Fecha de presentación
<i>Sempra / Southern California Gas Company</i>					
4.41	Escritura de Hipoteca en Primer Lugar de Southern California Gas Company con American Trust Company con fecha de 1 de octubre de 1940.		2-4504	B-4	(1)
4.42	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con American Trust Company de fecha 1 de julio de 1947.		10-K	4.40	28/02/23
4.43	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con American Trust Company de fecha 1 de agosto de 1955.		2-11997	4.07	(1)
4.44	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con American Trust Company de fecha 1 de diciembre de 1956.		10-K	4.09	23/02/07
4.45	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con Wells Fargo Bank de fecha 1 de junio 1965.		10-K	4.10	23/02/07
4.46	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con Wells Fargo Bank, National Association de fecha 1 de agosto de 1972.		2-59832	2.19	(1)
4.47	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con Wells Fargo Bank, National Association de fecha 1 de mayo de 1976.		2-56034	2.20	(1)
4.48	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con Wells Fargo Bank, National Association de fecha 15 de septiembre 1981.		333-70654	4.24	(1)
4.49	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 18 de noviembre 2005.		8-K	4.1	18/11/05
4.50	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 18 de noviembre de 2010.		8-K	4.1	18/11/10
4.51	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 21 de septiembre de 2012.		8-K	4.1	21/09/12
4.52	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 13 de marzo de 2014.		8-K	4.1	13/03/14
4.53	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 11 de septiembre de 2014.		8-K	4.1	11/09/14
4.54	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 18 de junio de 2015.		8-K	4.2	18/06/15
4.55	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 3 de junio de 2016.		8-K	4.1	03/06/16
4.56	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 15 de mayo de 2018.		8-K	4.1	15/05/18
4.57	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 24 de septiembre de 2018.		8-K	4.1	24/09/18
4.58	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 4 de junio de 2019.		8-K	4.1	04/06/19
4.59	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 9 de enero de 2020.		8-K	4.1	09/01/20
4.60	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 29 de marzo de 2022.		10-Q	4.5	05/05/22

⁽¹⁾ El Anexo no se encuentra disponible en la página web de la SEC ya que fue presentada en físico y es anterior a EDGAR.

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma o Número de declaración de registro	Anexo o Apéndice	Fecha de presentación
4.61	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 14 de noviembre de 2022.		8-K	4.1	14/11/22
4.62	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 23 de mayo de 2023.		8-K	4.1	23/05/23
4.63	Escritura Complementaria de Southern California Gas Company con U.S. Bank National Association, de fecha 23 de mayo de 2023.		8-K	4.2	23/05/23
4.64	Escritura, de fecha 1 de mayo de 1989, entre Southern California Gas Company y Citibank, N.A., como fiduciario.		333-28260	4.1.1	(1)
4.65	Primera Escritura Complementaria, de fecha 1 de octubre de 1992, entre Southern California Gas Company y Citibank, N.A., como fiduciario.		8-K	4.1.2	(1)
4.66	Forma de la Nota a Medio Plazo al 5.670% con vencimiento en 2028.		8-K	4.2.1	(1)
4.67	Escritura Preferente, de fecha 21 de septiembre de 2020, entre Southern California Gas Company y U.S. Bank National Association, como fiduciario.		8-K	4.1	21/09/20
4.68	Certificado de Directivo de Southern California Gas Company, incluyendo la forma de su Nota al 2.950% con vencimiento en 2027.		8-K	4.1	14/03/22

⁽¹⁾ El Anexo no se encuentra disponible en la página de internet de la SEC ya que fue presentada en físico y es anterior a EDGAR.

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma o Número de declaración de registro	Anexo o Apéndice	Fecha de presentación
ANEXO 10 -- CONTRATOS MATERIALES					
Sempra					
10.1*	Segundo Contrato de Ingeniería, Proveeduría y Construcción Reexpresado, de fecha 19 de octubre de 2022, entre Port Arthur LNG, LLC y PALNG Common Facilities Company, LLC (pero solo para propósitos limitados ahí establecidos), y Bechtel Energy Inc. (F/K/A Betchel Oil, Gas and Chemicals, Inc.)		10-K	10.1	28/02/23
10.2*	Modificación No. 1, de fecha de 1 de marzo de 2023, al Segundo Contrato de Ingeniería, Proveeduría y Construcción Reexpresado, entre Port Arthur LNG, LLC y PALNG Common Facilities Company, LLC (pero solo para propósitos limitados ahí establecidos), y Bechtel Energy Inc. (F/K/A Bechtel Oil, Gas and Chemicals, Inc.)		8-K	10.1	20/03/23
Sempra / San Diego Gas & Electric Company / Southern California Gas Company					
10.3	Forma de Acuerdo de Conciliación y Reporte de Precios de Continental Forge y Demanda Colectiva de California de fecha 4 de enero de 2006.		8-K	99.1	05/01/06
Sempra / San Diego Gas & Electric Company					
10.4	Orden de Operativa Reexpresada de San Diego Gas & Electric Company y de Departamento de Recursos de Agua de California efectivo al 10 de marzo de 2011.		10-Q	10.4	09/05/11
10.5	Orden de Servicios Reexpresada enmendada de San Diego Gas & Electric Company y del Departamento de Recursos de Agua de California efectivo al 10 de marzo de 2011.		10-Q	10.5	09/05/11
Sempra / Southern California Gas Company					
10.6	Acuerdo Marco para Resolver JCCP No. 4861 Quejas de Parte Privada, de fecha 26 de septiembre de 2021, entre Sempra, Southern California Gas Company, y las firmas legales demandantes listadas en las hojas de firma en el mismo.		8-K	10.1	27/09/21
10.7	Primer Modificadorio al Acuerdo Marco para Resolver JCCP No. 4861 Quejas de Parte Privada, de fecha 15 de julio de 2022, entre Sempra, Southern California Gas Company, y las firmas legales demandantes listadas en las hojas de firma en el mismo.		10-Q	10.1	04/08/22
Contrato de Administración o Plan, Contrato o Convenio de Compensación					
Sempra / San Diego Gas & Electric Company / Southern California Gas Company					
Sempra					
10.8	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 y Convenio de Incentivos de Opción de Capital No Calificado 2024 de Sempra.	X			
10.9	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 e Incentivo Basado en Rendimiento de Acciones Restringidas 2024 de Sempra - Medida del Rendimiento de Crecimiento EPS.	X			
10.10	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 e Incentivo Basado en Rendimiento de Acciones Restringidas 2024 de Sempra - Medida Relativa al Rendimiento Total de los Accionistas – Índice S&P 500.	X			
10.11	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 e Incentivo Basado en Rendimiento de Acciones Restringidas 2024 de Sempra - Medida Relativa al Rendimiento Total de los Accionistas – Índice de servicios públicos S&P 500.	X			
10.12	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 Basado en Tiempo de Acciones Restringidas 2024 de Sempra – Tres Años Susceptibles de Devengo.	X			
10.13	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 Convenio de Incentivos de Opción de Capital No Calificado 2021, 2022 y 2023 de Sempra.		10-K	10.6	25/02/21
10.14	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 Incentivo Basado en Rendimiento de Acciones Restringidas 2022 y 2023 de Sempra – Medida del Rendimiento de Crecimiento EPS.		10-K	10.7	25/02/21

* Partes del anexo fueron omitidas conforme a los establecido por las reglas de la SEC aplicables.

⁽¹⁾ El Anexo no se encuentra disponible en la página de internet de la SEC ya que fue presentada en físico y es anterior a EDGAR.

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma o Número de declaración de registro	Anexo o Apéndice	Fecha de presentación
10.15	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 Incentivo Basado en Rendimiento de Acciones Restringidas 2022 y 2023 de Sempra - Medida Relativa al Rendimiento Total de los Accionistas – Índice S&P 500.		10-K	10.8	25/02/21
10.16	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 Incentivo Basado en Rendimiento de Acciones Restringidas 2022 y 2023 de Sempra- Medida Relativa al Rendimiento Total de los Accionistas – Índice de servicios públicos S&P 500.		10-K	10.9	25/02/21
10.17	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 Convenio de Incentivos de Opción de Capital No Calificado 2020 de Sempra.		10-K	10.5	27/02/20
10.18	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 Incentivo Basado en Tiempo de Acciones Restringidas 2020 de Sempra – Cuatro Años Susceptibles de Devengo.		10-Q	10.1	05/11/20
10.19	Reexpresión del Plan de Incentivos a Largo Plazo de Sempra 2019.		10-Q	10.1	03/11/23
10.20	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo de 2013 Convenio de Incentivos de Opción de Capital No Calificado 2019 de Sempra.		10-Q	10.1	07/05/19
10.21	Formato de Convenio de Indemnización con Consejeros y Directivos Ejecutivos (celebrado antes de enero de 2011).		10-Q	10.2	07/08/08
10.22	Formato de Convenio de Indemnización con Consejeros y Directivos Ejecutivos (celebrado después de enero de 2011).		10-Q	10.1	04/05/16
10.23	Formato de Plan Ejecutivo de Compensación de Incentivos de Servicios Compartidos de Sempra.		10-K	10.19	27/02/14
10.24	Modificación Número 1 a la Reexpresión del Plan de Incentivos a Largo Plazo de Sempra 2013.		10-K	10.26	25/02/21
10.25	Reexpresión del Plan de Incentivos a Largo Plazo de Sempra 2013.		10-K	10.5	26/02/16
10.26	Reexpresión del Plan de Ahorro de Empleados y Consejeros de Sempra, conocido como Plan de Compensación Diferido de Sempra 2005.		10-Q	10.2	03/11/23
10.27	Reexpresión del Plan de Compensación Diferido y Plan de Compensación Diferida y Plan Excedente de Ahorros.		10-K	10.28	28/02/17
10.28	Reexpresión de Plan de Retiro Complementario para Ejecutivos de Sempra 2009 efectivo al 1 de julio 2009.		10-K	10.28	26/02/16
10.29	Primer Modificadorio a la Reexpresión de Plan de Retiro Complementario para Ejecutivos de Sempra 2009 efectivo al 11 de febrero de 2010.		10-K	10.29	26/02/16
10.30	Segundo Modificadorio a la Reexpresión del Plan de Retiro Complementario para Ejecutivos de Sempra 2009 efectivo al 1 de enero de 2014.		10-K	10.43	26/02/15
10.31	Reexpresión del Plan de Restauración del Balance de Efectivo de Sempra 2015 efectivo al 10 de noviembre de 2015.		10-K	10.31	26/02/16
10.32	Reexpresión del Plan de Seguro de Vida para Ejecutivos de Sempra.		10-K	10.22	26/02/13
10.33	Documento sobre Políticas del Programa de Planeación Financiera del Personal Ejecutivo de Sempra.		10-K	10.35	27/02/20

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma o Número de declaración de registro	Anexo o Apéndice	Fecha de presentación
<i>Sempra</i>					
10.34	Formato de Sempra 2019 Plan de Incentivos a Largo Plazo Incentivo para Directivos no Empleados Anual de Rendimiento de Acciones Restringidas.	X			
10.35	Formato de Plan de Incentivos a Largo Plazo 2019 Incentivo para Directivos no Empleados Inicial de Rendimiento de Acciones Restringidas de Sempra.	X			
10.36	Reexpresión del Plan de Retiro para Directivos de Sempra.		10-Q	10.7	07/08/08
10.37	Plan de Incentivos Anual de Sempra.		10-Q	10.7	07/05/18
10.38	Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Justin C. Bird, firmado el 23 de enero de 2024 y efectivo al 1 de enero de 2024.	X			
10.39	Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Diana L. Day, firmado el 28 de febrero de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.	X			
10.40	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Jeffrey W. Martin, firmado el 4 de enero de 2023 y efectivo al 1 de enero de 2023.		10-K	10.38	28/02/23
10.41	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Trevor I. Mihalik, firmado el 3 de enero de 2023 y efectivo al 1 de enero de 2023.		10-K	10.40	28/02/23
10.42	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Karen L. Sedgwick, firmado el 25 de enero de 2024 y efectivo al 1 de enero de 2024.	X			
10.43	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Peter R. Wall, firmado el 30 de diciembre de 2022 y efectivo al 1 de enero de 2023.		10-K	10.41	28/02/23
<i>Sempra / San Diego Gas & Electric Company</i>					
10.44	Forma de Plan de Compensación de Incentivos de Ejecutivos para San Diego Gas & Electric Company.		10-K	10.64	27/02/14
10.45	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Valerie A. Bille, firmado el 28 de febrero de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.7	04/05/23
10.46	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Bruce A. Folkmann, firmado el 27 de febrero de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.8	04/05/23
10.47	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Kevin C. Geraghty, firmado el 6 de marzo de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.9	04/05/23
10.48	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Erbin Keith, firmado el 10 de marzo de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.10	04/05/23
10.49	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Caroline A. Winn, firmado el 3 de marzo de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.11	04/05/23

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado	Incorporado por Referencia		
			Forma o Número de declaración de registro	Anexo o Apéndice	Fecha de presentación
<i>Sempra / Southern California Gas Company</i>					
10.50	Forma de Plan de Compensación de Incentivos de Ejecutivos para Southern California Gas Company		10-K	10.71	27/02/14
10.51	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y David J. Barret, firmado el 7 de marzo de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.12	04/05/23
10.52	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Maryam S. Brown, firmado el 27 de febrero de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.13	04/05/23
10.53	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Jimmie I. Cho, firmado el 28 de febrero de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.14	04/05/23
10.54	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Mia L. DeMontigny, firmado el 2 de marzo de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.15	04/05/23
10.55	Reexpresión del Convenio de Pago de Indemnización entre Sempra y Scott D. Drury, firmado el 5 de marzo de 2023 y efectivo al 1 de marzo de 2023.		10-Q	10.16	04/05/23

ANEXO 14 -- CÓDIGO DE ÉTICA***Sempra / San Diego Gas & Electric Company / Southern California Gas Company***

14.1	Código de Buena Conducta de Negocios y Ética para Consejeros, Funcionarios y Directivos Ejecutivos de Sempra (también aplica para Directivos Principales de San Diego Gas & Electric Company y Southern California Gas Company).		10-K	14.1	25/02/22
------	--	--	------	------	----------

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado
ANEXO 21 -- SUBSIDIARIAS		
<i>Sempra</i>		
21.1	Apéndice de Ciertas Subsidiarias de Sempra al 31 de diciembre de 2023.	X
ANEXO 23 -- CONSENTIMIENTO DE EXPERTOS Y ASESORES		
<i>Sempra</i>		
23.1	Consentimiento del Despacho Independiente de Contadores Públicos Registrado de Sempra.	X
23.2	Consentimiento de Auditores Independientes de Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC.	X
<i>San Diego Gas & Electric Company</i>		
23.3	Consentimiento del Despacho Independiente de Contadores Públicos Registrado de San Diego Gas & Electric.	X
<i>Southern California Gas Company</i>		
23.4	Consentimiento del Despacho Independiente de Contadores Públicos Registrado de Southern California Gas.	X
ANEXO 24 -- PODERES		
<i>Sempra</i>		
24.1	Poder de los firmantes Sempra (incorporado por referencia a la página de firmas).	X
<i>San Diego Gas & Electric Company</i>		
24.2	Poder de los firmantes de San Diego Gas & Electric Company (incorporado por referencia a la página de firmas).	X
<i>Southern California Gas Company</i>		
24.3	Poder de los firmantes de Southern California Gas Company (incorporado por referencia a la página de firmas).	X
ANEXO 31 -- SECCIÓN 302 CERTIFICACIONES		
<i>Sempra</i>		
31.1	Certificación del Director General de Sempra conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU.	X
31.2	Certificación del Director Financiero de Sempra conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley del Mercado de Valores de los EE.UU.	X
<i>San Diego Gas & Electric Company</i>		
31.3	Certificación del Director General de San Diego Gas & Electric Company conforme a las Reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley de Mercado de Valores de los EE.UU.	X
31.4	Certificación del Director Financiero de San Diego Gas & Electric Company conforme a Rules 13a-14 and 15d-14 de la Ley de Mercado de Valores de los EE.UU.	X
<i>Southern California Gas Company</i>		
31.5	Certificación del Director General de Southern California Gas Company conforme a las reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley de Mercado de Valores de los EE.UU.	X
31.6	Certificación del Director Financiero de Southern California Gas Company conforme a las reglas 13a-14 y 15d-14 de la Ley de Mercado de Valores de los EE.UU. A.	X

ÍNDICE DE ANEXOS (CONTINÚA)

Número de Anexo	Descripción del Anexo	Presentado o proporcionado
ANEXO 32 -- SECCION 906 CERTIFICACIONES		
<i>Sempra</i>		
32.1	Certificación del Director General de Sempra conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
32.2	Certificación del Director Financiero de Sempra conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
<i>San Diego Gas & Electric Company</i>		
32.3	Certificación del Director General de San Diego Gas & Electric Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
32.4	Certificación del Director Financiero de San Diego Gas & Electric Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
<i>Southern California Gas Company</i>		
32.5	Certificación del Director General de Southern California Gas Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
32.6	Certificación del Director Financiero de Southern California Gas Company conforme a 18 U.S.C. Sec. 1350.	X
ANEXO 97 – POLÍTICA RELATIVA A LA RECUPERACIÓN DE INDEMNIZACIONES CONCEDIDAS ERRÓNEAMENTE		
<i>Sempra / San Diego Gas & Electric Company / Southern California Gas Company</i>		
97.1	Política de Recuperación de Indemnizaciones.	X
ANEXO 99 -- ANEXOS ADICIONALES		
<i>Sempra</i>		
99.1	Estados financieros consolidados auditados de Oncor Electric Delivery Holdings Company LLC y subsidiarias al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y por cada uno de los tres años terminados en periodo del 31 de diciembre de 2023, y el Reporte del Auditor Independiente.	X
ANEXO 101 -- ARCHIVO DE DATOS INTERACTIVOS		
101.INS	Documento de instancia XBRL: el documento respectivo no aparece en el archivo de datos interactivos porque sus etiquetas XBRL están integradas en el documento XBRL en línea.	X
101.SCH	Documento de Esquema de Extensión de la Taxonomía XBRL en línea.	X
101.CAL	Documento <i>Linkbase</i> de Cálculo de la Extensión de la Taxonomía XBRL en línea.	X
101.DEF	Documento <i>Linkbase</i> de Definición de la Extensión de la Taxonomía XBRL en línea.	X
101.LAB	Documento <i>Linkbase</i> de Cálculo de la Etiqueta de la Taxonomía XBRL en línea.	X
101.PRE	Documento <i>Linkbase</i> de Cálculo de la Presentación de la Taxonomía XBRL en línea.	X
ANEXO 104 -- PORTADA		
104	Portada de Archivo de Datos Interactivos (formateado como XBRL en línea y contenido en el Anexo 101).	

PUNTO 16. RESUMEN FORMA 10-K

No aplicable.

Sempre:**FIRMAS**

De conformidad con los requisitos de la Sección 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores de EE.UU., el registrante ha dispuesto debidamente que este reporte sea firmado en su nombre por el suscrito autorizado.

SEMPRA,
(Registrante)

Por: /s/ J. Walker Martin

J. Walker Martin
Presidente del Consejo de Administración, Director
General y Presidente

Fecha: 27 de febrero de 2024

PODER

Por la presente, cada uno de los consejeros y directivos firmantes del registrante constituyen y designan separadamente a cada persona física que, al momento de actuar en virtud de este poder, sea el Director General (cualquiera sea su designación), el Director Financiero (cualquiera sea su designación) o el Director Administrativo (cualquiera sea su designación) de Sempra, y cada uno de ellos, individualmente (con plenos poderes para cada uno de ellos para actuar de forma individual), como sus verdaderos y legítimos apoderados y agentes, con plenos poderes de sustitución y re sustitución en cada uno de ellos, en su nombre y lugar, y en todas y cada una de sus facultades, para firmar todas y cada una de las modificaciones a este reporte, y para presentar el mismo, con todos los anexos y demás documentos relacionados, ante la Comisión de Valores de los EE.UU., otorgando a dichos apoderados y agentes, y a cada uno de ellos, plenos poderes y facultades para hacer y llevar a cabo todos y cada uno de los actos y cosas requeridas y necesarias por hacer en relación con el mismo tan plenamente y a todos los efectos como podría hacerlo en persona, ratificando y confirmando por la presente todo lo que dichos apoderados y agentes, o su sustituto o sustitutos, puedan legalmente hacer o hacer que se haga en virtud del presente. Este poder se regirá e interpretará de acuerdo con las leyes del Estado de California y las leyes federales de valores aplicables.

De conformidad con los requisitos de la Ley de Mercado de Valores de 1934 de EE.UU., el reporte ha sido firmado en nombre del Registrante por las personas en el cargo y en las fechas indicadas a continuación.

Nombre/Cargo	Firma	Fecha
Director General: J. Walker Martin Director General y Presidente	<u>/s/ J. Walker Martin</u>	27 de febrero de 2024
Director Financiero: Karen L. Sedgwick Vicepresidente Ejecutivo y Director Financiero	<u>/s/ Karen L. Sedgwick</u>	27 de febrero de 2024
Director Administrativo: Peter R. Wall Vicepresidente Senior, Contralor y Director Administrativo	<u>/s/ Peter R. Wall</u>	27 de febrero de 2024

Consejeros:	Firma	Fecha
J. Walker Martin, Presidente	<u>/f/ J. Walker Martin</u>	27 de febrero de 2024
Andrés Conesa, Consejero	<u>/f/ Andrés Conesa</u>	27 de febrero de 2024
Pablo A. Ferrero, Consejero	<u>/f/ Pablo A. Ferrero</u>	27 de febrero de 2024
Richard J. Mark, Consejero	<u>/f/ Richard J. Mark</u>	27 de febrero de 2024
Bethany J. Mayer, Consejero	<u>/f/ Bethany J. Mayer</u>	27 de febrero de 2024
Michael N. Mears, Consejero	<u>/f/ Michael N. Mears</u>	27 de febrero de 2024
Jack T. Taylor, Consejero	<u>/f/ Jack T. Taylor</u>	27 de febrero de 2024
Cynthia J. Warner, Consejero	<u>/f/ Cynthia J. Warner</u>	27 de febrero de 2024
James C. Yardley, Consejero	<u>/f/ James C. Yardley</u>	27 de febrero de 2024

San Diego Gas & Electric Company:**FIRMAS**

De conformidad con los requisitos de la Sección 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de EE.UU., el registrante ha dispuesto debidamente que este reporte sea firmado en su nombre por el suscrito autorizado.

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY,
(Registrante)

Por: /f/ Caroline A. Winn

Caroline A. Winn
Director General

Fecha: 27 de febrero de 2024

PODER

Por la presente, cada uno de los consejeros y directivos firmantes del registrante constituyen y designan separadamente a cada persona física que, al momento de actuar en virtud de este poder, sea el Director General (cualquiera sea su designación), el Director Financiero (cualquiera sea su designación) o el Director Administrativo (cualquiera sea su designación) de San Diego Gas & Electric Company, y cada uno de ellos individualmente (con plenos poderes para cada uno de ellos para actuar por su cuenta), como sus verdaderos y legítimos apoderados y agentes, con plenos poderes de sustitución y re sustitución en cada uno de ellos, en su nombre y lugar, y en todas y cada una de sus facultades, para firmar todas y cada una de las modificaciones a este reporte, y para presentar el mismo, con todos los anexos y demás documentos relacionados, ante la Comisión de Valores de los EE.UU., otorgando a dichos apoderados y agentes, y a cada uno de ellos, plenos poderes y facultades para hacer y llevar a cabo todos y cada uno de los actos y cosas requeridas y necesarias por hacer en relación con el mismo tan plenamente y a todos los efectos como podría hacerlo en persona, ratificando y confirmando por la presente todo lo que dichos apoderados y agentes, o su sustituto o sustitutos, puedan legalmente hacer o hacer que se haga en virtud del presente. Este poder se registrará e interpretará de acuerdo con las leyes del Estado de California y las leyes federales de valores aplicables.

De conformidad con los requisitos de la Ley de Mercado de Valores de 1934 de EE.UU., el reporte ha sido firmado en nombre del registrante por las personas en el cargo y en las fechas indicadas a continuación.

Nombre/Cargo	Firma	Fecha
Director General: Caroline A. Winn Director General	<u>/f/ Caroline A. Winn</u>	27 de febrero de 2024
Director Financiero: Bruce A. Folkmann Presidente y Director Financiero	<u>/f/ Bruce A. Folkmann</u>	27 de febrero de 2024
Director de Administración: Valerie A. Bille Vicepresidente, Contralor y Director de Administración	<u>/f/ Valerie A. Bille</u>	27 de febrero de 2024
Consejeros:		
Trevor I. Mihalik, Presidente No Ejecutivo	<u>/f/ Trevor I. Mihalik</u>	27 de febrero de 2024
Robert J. Borthwick, Consejero	<u>/f/ Robert J. Borthwick</u>	27 de febrero de 2024
Karen L. Sedgwick, Consejero	<u>/f/ Karen L. Sedgwick</u>	27 de febrero de 2024
Caroline A. Winn, Consejero	<u>/f/ Caroline A. Winn</u>	27 de febrero de 2024

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA QUE DEBE SER PROPORCIONADA CON LOS REPORTES CONFORME A LA SECCIÓN 15(d) DE LA LEY POR LOS REGISTRANTES QUE NO HAN REGISTRADO VALORES DE CONFORMIDAD CON LA SECCIÓN 12 DE LA LEY:

Ningún reporte anual a los tenedores de valores que cubra el último ejercicio fiscal, y ninguna declaración, forma de declaración o cualquier otra declaración de solicitud tipo de material con respecto a cualquier asamblea anual u otra asamblea de tenedores de valores ha sido enviada a los tenedores de los valores durante el periodo cubierto por este reporte anual en la Forma 10-K, y ninguno de estos materiales deberán ser proporcionados a los tenedores de valores subsecuentemente a la presentación de este reporte anual en la Forma 10-K.

Southern California Gas Company:**FIRMAS**

De conformidad con los requisitos de la Sección 13 o 15(d) de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de EE.UU., el registrante ha dispuesto debidamente que este reporte sea firmado en su nombre por el suscrito autorizado.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY,
(Registrante)

Por: /f/ Scott D. Drury

Scott D. Drury
Director General

Fecha: 27 de febrero de 2024

PODER

Por la presente, cada uno de los consejeros y directivos firmantes del registrante constituyen y designan separadamente a cada persona física que, al momento de actuar en virtud de este poder, sea el Director General (cualquiera sea su designación), el Director Financiero (cualquiera sea su designación) o el Director Administrativo (cualquiera sea su designación) de Southern California Gas Company, y cada uno de ellos individualmente (con plenos poderes para cada uno de ellos para actuar por su cuenta), como sus verdaderos y legítimos apoderados y agentes, con plenos poderes de sustitución y re sustitución en cada uno de ellos, en su nombre y lugar, y en todas y cada una de sus facultades, para firmar todas y cada una de las modificaciones a este reporte, y para presentar el mismo, con todos los anexos y demás documentos relacionados, ante la Comisión de Valores de los EE.UU., otorgando a dichos apoderados y agentes, y a cada uno de ellos, plenos poderes y facultades para hacer y llevar a cabo todos y cada uno de los actos y cosas requeridas y necesarias por hacer en relación con el mismo tan plenamente y a todos los efectos como podría hacerlo en persona, ratificando y confirmando por la presente todo lo que dichos apoderados y agentes, o su sustituto o sustitutos, puedan legalmente hacer o hacer que se haga en virtud del presente. Este poder se registrará e interpretará de acuerdo con las leyes del Estado de California y las leyes federales de valores aplicables.

De conformidad con los requisitos de la Ley de Mercado de Valores de 1934 de EE.UU., el reporte ha sido firmado en nombre del Registrante por las personas en el cargo y en las fechas indicadas a continuación.

Nombre/Cargo	Firma	Fecha
Director General: Scott D. Drury Director General	<u>/f/ Scott D. Drury</u>	27 de febrero de 2024
Director Financiero y Director Administrativo: Mia L. DeMontigny Vicepresidente Senior, Director Financiero y Director Administrativo	<u>/f/ Mia L. DeMontigny</u>	27 de febrero de 2024
Consejeros:		
Trevor I. Mihalik, Presidente No Ejecutivo	<u>/f/ Trevor I. Mihalik</u>	27 de febrero de 2024
Diana L. Day, Consejero	<u>/f/ Diana L. Day</u>	27 de febrero de 2024
Scott D. Drury, Consejero	<u>/f/ Scott D. Drury</u>	27 de febrero de 2024
Lisa Larroque Alexander, Consejero	<u>/f/ Lisa Larroque Alexander</u>	27 de febrero de 2024

ÍNDICE DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Informe del Despacho Independiente de Contadores Públicos Registrado (PCAOB ID 34)

F-2

Estados Financieros Consolidados:	Sempra	San Diego Gas & Electric Company	Southern California Gas Company
Estados de Resultados Consolidados para los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021	F-9	F-17	F-23
Estados Consolidados de Utilidad (Pérdida) Integral para los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021	F-10	F-18	F-24
Balances Generales Consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022	F-11	F-19	F-25
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo para los años terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021	F-13	F-21	F-27
Estados Consolidados de Cambios de Capital para los años terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021	F-15	N/A	N/A
Estados de Cambios de Capital Contable para los años terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021	N/A	F-22	F-28

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Nota 1. Políticas Contables Significativas y Otros Datos Financieros	F-29
Nota 2. Nuevas Normas Contables	F-53
Nota 3. Ingresos	F-54
Nota 4. Asuntos Reglamentarios	F-60
Nota 5. Sempra – Adquisiciones y Desinversiones	F-64
Nota 6. Sempra – Inversiones en Entidades No Consolidadas	F-64
Nota 7. Deuda y Líneas de Crédito	F-70
Nota 8. Impuestos a la Utilidad	F-77
Nota 9. Planes de Beneficios de Empleados	F-85
Nota 10. Compensación Basada en Acciones	F-104
Nota 11. Instrumentos Financieros Derivados	F-107
Nota 12. Medidas de Valor Razonable	F-114
Nota 13. Acciones Preferentes	F-121
Nota 14. Sempra – Participaciones y Utilidades por Acción Común	F-124
Nota 15. Terminal de Generación Nuclear San Onofre	F-130
Nota 16. Compromisos y Contingencias	F-132
Nota 17. Sempra – Información por Segmento	F-149

INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA

A los Accionistas y Consejo de Administración de Sempra:

Opinión sobre los Estados Financieros

Hemos auditado los balances generales consolidados que se acompaña de Sempra y sus subsidiarias (“Sempra”) al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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 2023, 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 Sempra al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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 2023, 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 Contabilidad de Empresas Públicas (Estados Unidos) (el “PCAOB”, por sus siglas en inglés), el control interno de Sempra sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2023, con base en criterios establecidos 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 2024, expresó una opinión sin salvedades sobre el control interno de Sempra sobre la información financiera.

Fundamentos de la Opinión

Estos estados financieros son responsabilidad de la administración de Sempra. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros de Sempra con base en nuestras auditorías. Somos una firma de contadores públicos independientes registrada ante el PCAOB y debemos ser independientes con respecto a Sempra de acuerdo con las leyes federales de valores de los Estados Unidos de América 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 de pruebas, 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 que se comunicaron o debieron comunicarse al comité de auditoría y que (1) se relacionan con cuentas o revelaciones materiales para los estados financieros e (2) integran nuestros juicios especialmente desafiantes, 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 la que se refieren.

Contabilidad Reglamentaria - Impacto de Reglamento de Tarifas en los Estados Financieros – Véase la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros

Descripción del Asunto Crítico de Auditoría

Sempra está sujeta a la reglamentación de tarifas por parte de órganos normativos y comisiones en varias jurisdicciones (colectivamente, las “Comisiones”) que tienen jurisdicción respecto a las tarifas de las compañías 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 revelaciones de los estados financieros.

Identificamos el impacto del reglamento de tarifas como un asunto crítico de auditoría debido al alto grado de subjetividad que implica evaluar el impacto de órdenes reglamentarias en los estados financieros. Los criterios de la administración incluyen la evaluación de la probabilidad de (1) la recuperación tarifas futuras de costos incurridos y (2) reembolsos potenciales a los

clientes. La auditoría de estos criterios requirió conocimientos especializados en contabilidad para el reglamento de tarifas y el proceso de fijación de tarifas debido a sus complejidades inherentes.

Procedimientos para Abordar el Asunto Crítico de Auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la aplicación de normas especializadas para dar cuenta de los efectos del reglamento de tarifa 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 de costos diferidos como activos reglamentarios, y (2) un reembolso o una reducción 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 Sempra y demás información disponible públicamente para evaluar la probabilidad de recuperación de tarifas, o una reducción de las tarifas, con base en precedentes del tratamiento que las Comisiones dan a costos similares en circunstancias similares.
- Evaluamos la información externa y se comparó con los saldos de activos y pasivos reglamentarios registrados por la administración para su integración.
- Evaluamos las revelaciones de Sempra relacionadas con los impactos del reglamento de tarifas.

Contabilidad de Coberturas Aplicada a los Swaps de Tipos de Interés – Véanse las Notas 7 y 11 de las Notas a los Estados Financieros

Descripción del Asunto Crítico de Auditoría

Sempra designa los instrumentos derivados calificados como coberturas de flujo de efectivo. En marzo de 2023, Port Arthur LNG, LLC (“Port Arthur LNG”), una subsidiaria consolidada de Sempra, celebró un contrato de crédito a siete años (el “Crédito”) con un sindicato de acreditantes por un monto principal agregado de aproximadamente \$6.8 mil millones. Asimismo, en marzo de 2023, Port Arthur LNG suscribió swaps de tipo de interés variable a fijo para cubrir la variabilidad de los flujos de caja relacionados con los pagos de intereses de los créditos previstos. Sempra designó los swaps de tipo de interés variable a fijo como coberturas de flujos de efectivo.

Identificamos la aplicación de la contabilidad de coberturas a los swaps de tipos de interés utilizados para cubrir los pagos de intereses de los préstamos previstos como un asunto crítico de auditoría debido a los importantes criterios realizados por la administración en relación con la aplicabilidad de la contabilidad de coberturas y la evaluación de la eficacia de la cobertura de los swaps de tipos de interés, incluida la probabilidad de refinanciación de los préstamos del Crédito. La auditoría de estos criterios requirió conocimientos especializados de contabilidad de coberturas de flujos de efectivo y un alto grado de criterio y subjetividad por parte del auditor a la hora de diseñar y aplicar procedimientos de auditoría para evaluar la razonabilidad de las hipótesis críticas formuladas por la administración.

Procedimientos para Abordar el Asunto Crítico de Auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la contabilidad de coberturas aplicada a los swaps de tipos de interés incluyeron, entre otros, los siguientes:

- Evaluamos la eficacia de los controles de la administración sobre la evaluación de los swaps de tipos de interés y las relaciones de cobertura, incluyendo las hipótesis críticas empleadas.
- Con la ayuda de profesionales de nuestra firma, expertos en instrumentos financieros derivados, evaluamos la aplicabilidad de la contabilidad de coberturas a los swaps de tipos de interés.
- Con la ayuda de profesionales de nuestra firma, expertos en valor razonable, evaluamos la eficacia de la cobertura comparando una muestra de información utilizada en la evaluación de la eficacia de la administración con la valoración independiente.
- Evaluamos la evaluación de la administración sobre su capacidad para obtener las emisiones previstas de deuda a tipo fijo subyacentes a la relación de cobertura de flujos de efectivo, teniendo en cuenta la información del mercado independiente y operaciones anteriores similares realizadas por Sempra, realizando consultas de corroboración con los departamentos financiero y de tesorería de Sempra, y obteniendo una declaración de la administración de que es probable que se produzca la operación prevista.
- Hemos evaluado la presentación y divulgación de los swaps de tipos de interés en los estados financieros.

/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP

San Diego, California

27 de febrero de 2024

Hemos colaborado como auditores de Sempra desde 1935.

INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA

A los Accionistas y Consejo de Administración de San Diego Gas & Electric Company:

Opinión sobre los Estados Financieros

Hemos auditado los balances generales que se acompaña de San Diego Gas & Electric Company (“SDG&E”) al 31 de diciembre de 2023 y 2022, los estados 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 2023, y las notas relacionadas (denominados colectivamente 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 2023 y 2022, 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 2023, 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 Contabilidad de Empresas Públicas (Estados Unidos) (el “PCAOB”, por sus siglas en inglés), el control interno de SDG&E sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2023, con base en criterios establecidos 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 2024, 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 los Estados Unidos de América 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 de pruebas, 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.

Asunto Crítico de Auditoría

El asunto crítico de auditoría que se informa a continuación es un asunto que surge de la auditoría de los estados financieros del periodo en curso que se comunicó o debió comunicarse al comité de auditoría y que (1) se relaciona con cuentas o revelaciones materiales para los estados financieros e (2) integra nuestros juicios especialmente desafiantes, subjetivos o complejos. La comunicación de un asunto crítico de auditoría no altera de ninguna forma nuestra opinión sobre los estados financieros, que se consideran en su conjunto, y al comunicar el asunto crítico de auditoría que se muestra a continuación, no ofrecemos opinión separada sobre el asunto crítico de auditoría, o sobre las cuentas o información a la que se refiere.

Contabilidad Reglamentaria - Impacto de Reglamento de Tarifas en los Estados Financieros – Véase la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros

Descripción del Asunto Crítico de Auditoría

SDG&E está sujeta a la reglamentación de tarifas por parte de órganos normativos y comisiones en varias jurisdicciones (colectivamente, las “Comisiones”) que tienen jurisdicción respecto a las tarifas de las compañías 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 revelaciones de los estados financieros.

Identificamos el impacto del reglamento de tarifas como un asunto crítico de auditoría debido al alto grado de subjetividad que implica evaluar el impacto de órdenes reglamentarias en los estados financieros. Los criterios de la administración incluyen la evaluación de la probabilidad de (1) la recuperación tarifas futuras de costos incurridos y (2) reembolsos potenciales a los

clientes. La auditoría de estos criterios requirió conocimientos especializados en contabilidad para el reglamento de tarifas y el proceso de fijación de tarifas debido a sus complejidades inherentes.

Procedimientos para Abordar el Asunto Crítico de Auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la aplicación de normas especializadas para dar cuenta de los efectos del reglamento de tarifa 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 de costos diferidos como activos reglamentarios, y (2) un reembolso o una reducción 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 de tarifas, o una reducción de las tarifas, con base en precedentes del tratamiento que las Comisiones dan a costos similares en circunstancias similares.
- Evaluamos la información externa y se comparó con los saldos de activos y pasivos reglamentarios registrados por la administración para su integración.
- Evaluamos las revelaciones de SDG&E relacionadas con los impactos del reglamento de tarifas.

/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP

San Diego, California

27 de febrero de 2024

Hemos colaborado como auditores de SDG&E's desde 1935.

INFORME DE LA FIRMA DE CONTADORES PÚBLICOS INDEPENDIENTES REGISTRADA

A los Accionistas y Consejo de Administración de Southern California Gas Company:

Opinión sobre los Estados Financieros

Hemos auditado los balances generales que se acompaña de Southern California Gas Company (“SoCalGas”) al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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 2023, y las notas relacionadas (denominados colectivamente 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 2023 y 2022, 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 2023, 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 Contabilidad de Empresas Públicas (Estados Unidos) (el “PCAOB”, por sus siglas en inglés), el control interno de SoCalGas sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2023, con base en criterios establecidos 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 2024, 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 los Estados Unidos de América 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 de pruebas, 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.

Asunto Crítico de Auditoría

El asunto crítico de auditoría que se informa a continuación es un asunto que surge de la auditoría de los estados financieros del periodo en curso que se comunicó o debió comunicarse al comité de auditoría y que (1) se relaciona con cuentas o revelaciones materiales para los estados financieros e (2) integra nuestros juicios especialmente desafiantes, subjetivos o complejos. La comunicación de un asunto crítico de auditoría no altera de ninguna forma nuestra opinión sobre los estados financieros, que se consideran en su conjunto, y al comunicar el asunto crítico de auditoría que se muestra a continuación, no ofrecemos opinión separada sobre el asunto crítico de auditoría, o sobre las cuentas o información a la que se refiere.

Contabilidad Reglamentaria - Impacto de Reglamento de Tarifas en los Estados Financieros – Véase la Nota 1 de las Notas a los Estados Financieros

Descripción del Asunto Crítico de Auditoría

SoCalGas está sujeta a la reglamentación de tarifas por parte de órganos normativos y comisiones en varias jurisdicciones (colectivamente, las “Comisiones”) que tienen jurisdicción respecto a las tarifas de las compañías de transmisión y distribución de 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 revelaciones de los estados financieros.

Identificamos el impacto del reglamento de tarifas como un asunto crítico de auditoría debido al alto grado de subjetividad que implica evaluar el impacto de órdenes reglamentarias en los estados financieros. Los criterios de la administración incluyen la

evaluación de la probabilidad de (1) la recuperación tarifas futuras de costos incurridos y (2) reembolsos potenciales a los clientes. La auditoría de estos criterios requirió conocimientos especializados en contabilidad para el reglamento de tarifas y el proceso de fijación de tarifas debido a sus complejidades inherentes.

Procedimientos para Abordar el Asunto Crítico de Auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la aplicación de normas especializadas para dar cuenta de los efectos del reglamento de tarifa 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 de costos diferidos como activos reglamentarios, y (2) un reembolso o una reducción 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 de tarifas, o una reducción de las tarifas, con base en precedentes del tratamiento que las Comisiones dan a costos similares en circunstancias similares.
- Evaluamos la información externa y se comparó con los saldos de activos y pasivos reglamentarios registrados por la administración para su integración.
- Evaluamos las revelaciones de SoCalGas relacionadas con los impactos del reglamento de tarifas.

/s/ DELOITTE & TOUCHE LLP

San Diego, California

27 de febrero de 2024

Hemos colaborado como auditores de SoCalGas desde 1937.

SEMPRA
ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS

(En millones de dólares, excepto montos por acción; acciones en miles)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
INGRESOS			
Servicios Públicos:			
Gas natural	\$ 9,495	\$ 7,868	\$ 6,333
Eléctrico	4,334	4,783	4,658
Negocios relacionados con la energía	2,891	1,788	1,866
Ingresos totales	16,720	14,439	12,857
GASTOS Y OTRA UTILIDAD			
Servicios Públicos:			
Costo del gas natural	(3,719)	(2,603)	(1,597)
Costo del combustible eléctrico y energía adquirida	(375)	(937)	(1,010)
Costo de ventas de negocios relacionados con la energía	(548)	(942)	(611)
Operación y mantenimiento	(5,459)	(4,746)	(4,341)
Litigio de Aliso Canyon y asuntos reglamentarios	—	(259)	(1,593)
Depreciación y amortización	(2,227)	(2,019)	(1,855)
Comisiones por franquicias y otros impuestos	(677)	(635)	(596)
Ganancia por la venta de activos	1	—	36
Otra utilidad, neta	131	24	58
Utilidad por intereses	89	75	69
Gasto por intereses	(1,309)	(1,054)	(1,198)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y participación en utilidades	2,627	1,343	219
Gasto por impuesto a la utilidad	(490)	(556)	(99)
Participación en utilidades	1,481	1,498	1,343
Utilidad neta	3,618	2,285	1,463
Utilidades atribuibles a participación no controladora	(543)	(146)	(145)
Dividendos preferentes	(44)	(44)	(63)
Dividendos preferentes de subsidiaria	(1)	(1)	(1)
Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 3,030	\$ 2,094	\$ 1,254
EPS Básica:			
Utilidades	\$ 4.81	\$ 3.32	\$ 2.01
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	630,296	630,318	623,510
EPS Diluida:			
Utilidades	\$ 4.79	\$ 3.31	\$ 2.01
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	632,733	632,757	626,073

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SEMPRA
ESTADOS CONSOLIDADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021				
	Capital contable de Sempra			Participación no controladora (después de impuestos)	Total
	Monto antes de impuestos	(Gasto) beneficio de impuesto a la utilidad	Monto neto de impuestos		
2023:					
Utilidad neta	\$ 3,565	\$ (490)	\$ 3,075	\$ 543	\$ 3,618
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipo de cambio	23	—	23	10	33
Instrumentos financieros	57	(18)	39	(38)	1
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	(39)	8	(31)	—	(31)
Total de otra utilidad (pérdida) integral	41	(10)	31	(28)	3
Utilidad integral	3,606	(500)	3,106	515	3,621
Dividendos preferentes de subsidiaria	(1)	—	(1)	—	(1)
Utilidad integral, después de dividendos preferentes de subsidiaria	\$ 3,605	\$ (500)	\$ 3,105	\$ 515	\$ 3,620
2022:					
Utilidad neta	\$ 2,695	\$ (556)	\$ 2,139	\$ 146	\$ 2,285
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipo de cambio	11	—	11	4	15
Instrumentos financieros	221	(55)	166	50	216
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	3	(6)	(3)	—	(3)
Total de otra utilidad integral	235	(61)	174	54	228
Utilidad integral	2,930	(617)	2,313	200	2,513
Dividendos preferentes de subsidiaria	(1)	—	(1)	—	(1)
Utilidad integral, después de dividendos preferentes de subsidiaria	\$ 2,929	\$ (617)	\$ 2,312	\$ 200	\$ 2,512
2021:					
Utilidad neta	\$ 1,417	\$ (99)	\$ 1,318	\$ 145	\$ 1,463
Otra utilidad (pérdida) integral:					
Ajustes por conversión de tipo de cambio	(6)	—	(6)	(3)	(9)
Instrumentos financieros	191	(47)	144	14	158
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	28	(6)	22	—	22
Total de otra utilidad integral	213	(53)	160	11	171
Utilidad integral	1,630	(152)	1,478	156	1,634
Dividendos preferentes de subsidiaria	(1)	—	(1)	—	(1)
Utilidad integral, después de dividendos preferentes de subsidiaria	\$ 1,629	\$ (152)	\$ 1,477	\$ 156	\$ 1,633

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SEMPRA
BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS
(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
ACTIVOS		
Activos circulantes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 236	\$ 370
Efectivo restringido	49	40
Cuentas por cobrar – comercial, neto	2,151	2,635
Cuentas por cobrar – otras, neto	561	685
Deudas por afiliadas no consolidadas	31	54
Impuestos por cobrar	94	113
Inventarios	482	403
Gastos pagados por anticipado	273	268
Activos reglamentarios	226	351
Contratos de precio fijo y otros derivados	122	803
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	1,189	141
Otros activos circulantes	56	49
Total de activos circulantes	5,470	5,912
Otros activos:		
Efectivo restringido	104	52
Activos reglamentarios	3,771	2,588
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	301	796
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear	872	841
Activos dedicados en apoyo de ciertos planes de beneficios	549	505
Impuestos diferidos	129	135
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	723	655
Inversión en Oncor Holdings	14,266	13,665
Otras inversiones	2,244	2,012
Crédito mercantil	1,602	1,602
Otros activos intangibles	318	344
Fondo contra Incendios Forestales	269	303
Otros activos a largo plazo	1,603	1,382
Total de otros activos	26,751	24,880
Propiedad, planta y equipo:		
Propiedad, planta y equipo	72,495	63,893
Menos depreciación y amortización acumulada	(17,535)	(16,111)
Propiedad, planta y equipo, neto	54,960	47,782
Total de activos	\$ 87,181	\$ 78,574

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SEMPRA
BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
PASIVOS Y CAPITAL		
Pasivos circulantes:		
Deuda a corto plazo	\$ 2,342	\$ 3,352
Cuentas por pagar – comercial	2,211	1,994
Cuentas por pagar – otras	224	275
Deudas a afiliadas no consolidadas	5	—
Dividendos e intereses por pagar	691	621
Compensación acumulada y beneficios	526	484
Pasivos reglamentarios	553	504
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	975	1,019
Reservas para costos de Aliso Canyon	31	129
Obligaciones por gases de efecto invernadero	1,189	141
Otros pasivos circulantes	1,343	1,380
Total de pasivos circulantes	10,090	9,899
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	27,759	24,548
Créditos diferidos y otros pasivos:		
Deudas a afiliadas no consolidadas	307	301
Pasivos reglamentarios	3,739	3,341
Obligaciones por gases de efecto invernadero	—	565
Obligaciones de pensiones y otros planes de beneficios posteriores al retiro, neto de activos de planes	407	410
Impuestos diferidos	5,254	4,591
Obligaciones de retiro de activos	3,642	3,546
Créditos diferidos y otros	2,329	2,117
Total de créditos diferidos y otros pasivos	15,678	14,871
Compromisos y contingencias (Nota 16)		
Capital:		
Acciones preferentes (50,000,000 acciones autorizadas):		
Acciones preferentes, serie C (900,000 acciones en circulación)	889	889
Acciones comunes (1,125,000,000 acciones autorizadas; 631,431,732 y 628,669,356 acciones en circulación al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente; sin expresión de valor nominal)	12,204	12,160
Utilidades retenidas	15,732	14,201
Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	(150)	(135)
Total de capital contable de Sempra	28,675	27,115
Acciones preferentes de subsidiarias	20	20
Otra participación no controladora	4,959	2,121
Total de capital	33,654	29,256
Total de pasivos y capital	\$ 87,181	\$ 78,574

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SEMPRA
ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Utilidad neta	\$ 3,618	\$ 2,285	\$ 1,463
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo neto generado por actividades operativas:			
Depreciación y amortización	2,227	2,019	1,855
Impuestos diferidos y créditos fiscales por inversiones	249	392	(78)
Ganancia de la venta de activos	(1)	—	(36)
Participación en utilidades	(1,481)	(1,498)	(1,343)
(Ganancias) pérdidas por conversiones de tipo de cambio, neto	(2)	24	18
Gastos de compensación con acciones	80	71	63
Contratos a precio fijo y otros derivados	(666)	863	206
Gasto por deuda incobrable	458	122	55
Otros	(11)	32	115
Cambio neto en componentes de capital de trabajo:			
Cuentas por cobrar	168	(976)	(599)
Deudas a/por a afiliadas no consolidadas, neto	26	(31)	(1)
Impuestos por cobrar/por pagar, neto	142	(29)	(38)
Inventarios	(80)	(17)	(87)
Otros activos circulantes	11	(1,608)	(220)
Cuentas por pagar	(270)	430	263
Cuentas reglamentarias de balanceo, neto	260	36	249
Reservas para costos de Aliso Canyon	(98)	(1,851)	1,532
Otros pasivos circulantes	1,270	228	(105)
Cuenta por cobrar de seguros por los costos de Aliso Canyon	—	360	85
Distribuciones de inversiones	912	854	941
Cambios en otros activos y pasivos no circulantes, netos	(594)	(564)	(496)
Efectivo neto generado por actividades operativas	<u>6,218</u>	<u>1,142</u>	<u>3,842</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Gastos por propiedad, planta y equipo	(8,397)	(5,357)	(5,015)
Gastos por inversiones y adquisiciones	(382)	(376)	(633)
Recursos de la venta de activos	3	—	38
Distribuciones de inversiones	—	—	366
Compras de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear y otros activos del fideicomiso	(610)	(700)	(961)
Ingresos por ventas de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear y otros activos del fideicomiso	661	762	961
Anticipos a afiliadas no consolidadas	—	—	(8)
Reembolsos de anticipos a afiliadas no consolidadas	—	626	38
Desembolso por el pagaré por cobrar	—	—	(305)
Otros	9	6	11
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>\$ (8,716)</u>	<u>\$ (5,039)</u>	<u>\$ (5,508)</u>

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SEMPRA
ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO			
Dividendos comunes pagados	\$ (1,483)	\$ (1,430)	\$ (1,331)
Dividendos preferentes pagados	(44)	(44)	(99)
Emisiones de acciones comunes, neto	145	4	5
Recompras de acciones comunes	(32)	(478)	(339)
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	7,669	9,984	3,773
Pagos de deuda (con vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(6,294)	(4,510)	(5,489)
Aumento (disminución) en deuda a corto plazo, neto	552	(1,266)	1,913
Anticipos de afiliadas no consolidadas	31	28	40
Recursos de las ventas de participación no controladora, neto	1,219	1,732	3,206
Compras de participación no controladora	—	—	(224)
Distribuciones a participación no controladora	(730)	(237)	—
Contribuciones de participación no controladora	1,570	31	4
Liquidación de swaps de divisas cruzadas	(99)	—	—
Otros	(85)	(35)	(199)
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	2,419	3,779	1,260
Efecto de tipo de cambio en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido	6	(1)	2
Disminución en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido	(73)	(119)	(404)
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 1 de enero	462	581	985
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 31 de diciembre	\$ 389	\$ 462	\$ 581
REVELACIÓN COMPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO			
Pago de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 1,172	\$ 1,014	\$ 1,163
Pago de impuesto, neto de devoluciones	197	284	230
REVELACIONES COMPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO REALIZADAS EN EFECTIVO			
Aumento en la inversión en Cameron LNG JV para garantía	\$ —	\$ —	\$ 22
Pago de anticipos de afiliadas no consolidadas en lugar de distribución	36	32	45
Gastos de capital acumulados	1,052	590	591
Aumento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	57	57	43
Dejar de reconocer el PP&E por inversión neta en arrendamiento financiero	—	—	44
Aumento en ARO por inversión en PP&E	33	91	153
Emisión de acciones comunes a cambio de NCI y AOCI relacionada	—	—	1,373
Conversión de acciones preferentes de conversión obligatoria	—	—	2,258
Dividendos preferentes declarados, pero no pagados	11	11	11
Dividendos comunes declarados, pero no pagados	376	360	349
Contribuciones de NCI	200	—	—

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SEMPRA
ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL

(En millones de dólares)

Años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

	Acciones preferentes	Acciones comunes	Utilidades retenidas	Otras utilidades (pérdidas) integrales acumuladas	Capital contable de Sempra	Participación no controladora	Total de capital
Balance al 31 de diciembre de 2020	\$ 3,147	\$ 7,053	\$ 13,673	\$ (500)	\$ 23,373	\$ 1,561	\$ 24,934
Utilidad neta			1,318		1,318	145	1,463
Otra utilidad integral				160	160	11	171
Gastos de compensación con acciones		63			63		63
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie B (\$3.38 dólares/acción)			(19)		(19)		(19)
Acciones preferentes serie C (\$48.75 dólares/acción)			(44)		(44)		(44)
Acciones comunes (\$2.20 dólares/acción)			(1,379)		(1,379)		(1,379)
Dividendos preferentes de subsidiaria			(1)		(1)		(1)
Conversión de acciones preferentes serie A	(1,693)	1,693			—		—
Conversión de acciones preferentes serie B	(565)	565			—		—
Emisiones de acciones comunes		5			5		5
Recompras de acciones comunes		(339)			(339)		(339)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						4	4
Compras		1,459		(44)	1,415	(1,567)	(152)
Ventas		1,363		66	1,429	1,283	2,712
Deconsolidación						1	1
Balance al 31 de diciembre de 2021	889	11,862	13,548	(318)	25,981	1,438	27,419
Utilidad neta			2,139		2,139	146	2,285
Otra utilidad integral				174	174	54	228
Gastos de compensación con acciones		71			71		71
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$48.75 dólares/acción)			(44)		(44)		(44)
Acciones comunes (\$2.29 dólares/acción)			(1,441)		(1,441)		(1,441)
Dividendos preferentes de subsidiaria			(1)		(1)		(1)
Emisiones de acciones comunes		4			4		4
Recompras de acciones comunes		(478)			(478)		(478)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones						31	31
Distribuciones						(237)	(237)
Venta		701		9	710	709	1,419
Balance al 31 de diciembre de 2022	\$ 889	\$ 12,160	\$ 14,201	\$ (135)	\$ 27,115	\$ 2,141	\$ 29,256

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SEMPRA
ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

Años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

	Acciones preferentes	Acciones comunes	Utilidades retenidas	Otras utilidades (pérdidas) integrales acumuladas	Capital contable de Sempra	Participación no controladora	Total de capital
Balance al 31 de diciembre de 2022	\$ 889	\$ 12,160	\$ 14,201	\$ (135)	\$ 27,115	\$ 2,141	\$ 29,256
Utilidad neta			3,075		3,075	543	3,618
Otra utilidad (pérdida) integral				31	31	(28)	3
Gastos de compensación con acciones		80			80		80
Dividendos declarados:							
Acciones preferentes serie C (\$48.75 dólares/acción)			(44)		(44)		(44)
Acciones comunes (\$2.38 dólares/acción)			(1,499)		(1,499)		(1,499)
Dividendos preferentes de subsidiaria			(1)		(1)		(1)
Emisiones de acciones comunes		144			144		144
Recompras de acciones comunes		(32)			(32)		(32)
Actividades de participación no controladora:							
Contribuciones		(145)			(145)	1,770	1,625
Distribuciones						(730)	(730)
Ventas		(3)		(46)	(49)	1,283	1,234
Balance al 31 de diciembre de 2023	\$ 889	\$ 12,204	\$ 15,732	\$ (150)	\$ 28,675	\$ 4,979	\$ 33,654

Ver Notas a los Estados Financieros Consolidados.

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY
ESTADOS DE RESULTADOS

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Ingresos de operaciones:			
Eléctrico	\$ 4,349	\$ 4,795	\$ 4,666
Gas natural	1,248	1,043	838
Total de ingresos de operaciones	5,597	5,838	5,504
Gastos de operación:			
Costo de combustible eléctrico y energía adquirida	445	994	1,069
Costo del gas natural	532	363	242
Operación y mantenimiento	1,846	1,677	1,587
Depreciación y amortización	1,098	982	889
Comisiones por franquicias y otros impuestos	381	373	350
Total de gastos de operación	4,302	4,389	4,137
Utilidad de operación	1,295	1,449	1,367
Otra utilidad, neta	97	92	64
Utilidad por intereses	15	5	1
Gasto por intereses	(497)	(449)	(412)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	910	1,097	1,020
Beneficios (gasto) por impuesto a la utilidad	26	(182)	(201)
Utilidad neta/Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 936	\$ 915	\$ 819

Ver Notas a los Estados Financieros.

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY
ESTADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021		
	Monto antes de impuestos	Beneficio (gasto) de impuestos	Monto neto de impuestos
2023:			
Utilidad neta	\$ 910	\$ 26	\$ 936
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	(2)	1	(1)
Total de otra pérdida integral	(2)	1	(1)
Utilidad integral	\$ 908	\$ 27	\$ 935
2022:			
Utilidad neta	\$ 1,097	\$ (182)	\$ 915
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	4	(1)	3
Total de otra utilidad integral	4	(1)	3
Utilidad integral	\$ 1,101	\$ (183)	\$ 918
2021:			
Utilidad neta/Utilidad integral	\$ 1,020	\$ (201)	\$ 819

Ver Notas a los Estados Financieros.

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY
BALANCES GENERALES

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
ACTIVOS		
Activos circulantes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 50	\$ 7
Cuentas por cobrar – comercial, neto	870	799
Cuentas por cobrar – otras, neto	141	110
Impuestos por cobrar, neto	236	—
Inventarios	153	134
Gastos pagados por anticipado	165	179
Activos reglamentarios	19	247
Contratos a precio fijo y otros derivados	25	113
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	158	22
Otros activos circulantes	6	19
Total de activos circulantes	1,823	1,630
Otros activos:		
Activos reglamentarios	1,968	1,219
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	202	196
Fideicomisos de desmantelamiento nuclear	872	841
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	368	281
Fondo contra Incendios Forestales	269	303
Otros activos a largo plazo	134	146
Total de otros activos	3,813	2,986
Propiedad, planta y equipo:		
Propiedad, planta y equipo	30,918	28,574
Menos depreciación y amortización acumulada	(7,369)	(6,768)
Propiedad, planta y equipo, neto	23,549	21,806
Total de activos	\$ 29,185	\$ 26,422

Ver Notas a los Estados Financieros.

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY
BALANCES GENERALES (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
PASIVOS Y CAPITAL CONTABLE		
Pasivos circulantes:		
Deuda a corto plazo	\$ —	\$ 205
Cuentas por pagar	808	744
Deudas a afiliadas no consolidadas	73	135
Impuestos por pagar	81	63
Compensación acumulada y beneficios	145	140
Comisiones por franquicias acumuladas	112	120
Pasivos reglamentarios	447	110
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	441	489
Obligaciones por gases de efecto invernadero	158	22
Obligaciones de retiro de activos	116	98
Otros pasivos circulantes	216	193
Total de pasivos circulantes	2,597	2,319
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	9,453	8,497
Créditos diferidos y otros pasivos:		
Pasivos reglamentarios	2,534	2,298
Obligaciones por gases de efecto invernadero	—	81
Obligaciones de pensiones, neto de activos de planes	79	42
Impuestos diferidos	2,873	2,540
Obligaciones de retiro de activos	778	789
Créditos diferidos y otros	969	789
Total de créditos diferidos y otros pasivos	7,233	6,539
Compromisos y contingencias (Nota 16)		
Capital contable:		
Acciones preferentes (45,000,000 acciones autorizadas; ninguna emitida)	—	—
Acciones comunes (255,000,000 acciones autorizadas; 116,583,358 de acciones en circulación; sin expresión de valor nominal)	1,660	1,660
Utilidades retenidas	8,250	7,414
Otra utilidad (pérdida) integrales acumuladas	(8)	(7)
Total de capital contable	9,902	9,067
Total de pasivos y capital contable	\$ 29,185	\$ 26,422

Ver Notas a los Estados Financieros.

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Utilidad neta	\$ 936	\$ 915	\$ 819
Ajustes para reconciliar utilidad neta a efectivo neto generado por actividades operativas:			
Depreciación y amortización	1,098	982	889
Impuestos diferidos y créditos de impuesto por inversiones	135	93	153
Gasto por deuda incobrable	112	46	16
Otros	(35)	(34)	(30)
Cambio neto en componentes del capital de trabajo:			
Cuentas por cobrar	(213)	(163)	(105)
Debidas a/por deudas a afiliadas no consolidadas, neto	(62)	38	33
Impuestos diferidos por cobrar/pagar, neto	(236)	9	(20)
Inventarios	(19)	(11)	(19)
Otros activos circulantes	(17)	(80)	—
Cuentas por pagar	31	153	7
Cuentas reglamentarias de balanceo, neto	571	(10)	(57)
Otros pasivos circulantes	129	62	(92)
Cambios en activos y pasivos no circulantes, neto	(494)	(271)	(218)
Efectivo neto generado por actividades operativas	<u>1,936</u>	<u>1,729</u>	<u>1,376</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Gastos por propiedad, planta y equipo	(2,540)	(2,473)	(2,220)
Compra de activos fiduciarios por desmantelamiento nuclear	(532)	(586)	(961)
Ingresos por ventas de activos fiduciarios para el desmantelamiento nuclear	592	639	961
Otros	8	8	7
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(2,472)</u>	<u>(2,412)</u>	<u>(2,213)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO			
Dividendos comunes pagados	(100)	(100)	(300)
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	1,389	1,395	1,120
Pagos de deuda (con vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(490)	(425)	(613)
(Disminución) aumento en deuda a corto plazo, neto	(205)	(196)	401
Costos de emisión de deuda	(13)	(9)	(8)
Otros	(2)	—	—
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	<u>579</u>	<u>665</u>	<u>600</u>
Aumento (disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo	43	(18)	(237)
Efectivo y equivalentes de efectivo, 1 de enero	7	25	262
Efectivo y equivalentes de efectivo, 31 de diciembre	<u>\$ 50</u>	<u>\$ 7</u>	<u>\$ 25</u>
REVELACIÓN COMPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO			
Pagos de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 472	\$ 431	\$ 402
Pagos de impuesto a la utilidad, neto de devoluciones	76	79	67
REVELACIONES COMPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO REALIZADAS EN EFECTIVO			
Gastos de capital acumulados	\$ 264	\$ 231	\$ 228
Aumento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	17	16	24
Aumento en ARO por inversión en PP&E	29	15	14

Ver Notas a los Estados Financieros.

SAN DIEGO GAS & ELECTRIC COMPANY
ESTADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE

(En millones de dólares)

Años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

	Acciones comunes	Utilidades retenidas	Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	Total de capital
Balance al 31 de diciembre de 2020	\$ 1,660	\$ 6,080	\$ (10)	\$ 7,730
Utilidad neta		819		819
Dividendos de acciones comunes declarados (\$2.57 dólares/acción)		(300)		(300)
Balance al 31 de diciembre de 2021	1,660	6,599	(10)	8,249
Utilidad neta		915		915
Otra utilidad integral			3	3
Dividendos de acciones comunes declarados (\$0.86 dólares/acción)		(100)		(100)
Balance al 31 de diciembre de 2022	1,660	7,414	(7)	9,067
Utilidad neta		936		936
Otra pérdida integral			(1)	(1)
Dividendos de acciones comunes declarados (\$0.86 dólares/acción)		(100)		(100)
Balance al 31 de diciembre de 2023	\$ 1,660	\$ 8,250	\$ (8)	\$ 9,902

Ver Notas a los Estados Financieros.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY
ESTADOS DE RESULTADOS

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Ingresos de operaciones	\$ 8,289	\$ 6,840	\$ 5,515
Gastos de operación:			
Costo del gas natural	3,264	2,233	1,369
Operación y mantenimiento	2,821	2,402	2,180
Litigio de Aliso Canyon y asuntos reglamentarios	—	259	1,593
Depreciación y amortización	839	761	716
Comisiones por franquicias y otros impuestos	278	247	223
Total de gastos de operación	7,202	5,902	6,081
Utilidad (pérdida) de operación	1,087	938	(566)
Otro gasto, neto	(4)	(8)	(14)
Utilidad por intereses	9	6	1
Gasto por intereses	(285)	(198)	(157)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos a la utilidad	807	738	(736)
Beneficio (gasto) por impuesto a la utilidad	5	(138)	310
Utilidad (pérdida) neta	812	600	(426)
Dividendos preferentes	(1)	(1)	(1)
Utilidades (pérdidas) atribuibles a acciones comunes	\$ 811	\$ 599	\$ (427)

Ver Notas a los Estados Financieros.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY
ESTADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL

(En millones de dólares)

	Años terminados el		
	31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021		
	Monto antes de impuestos	Beneficio (gasto) de impuestos	Monto neto de impuestos
2023:			
Utilidad neta	\$ 807	\$ 5	\$ 812
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Instrumentos financieros	1	—	1
Total de otra utilidad integral	1	—	1
Utilidad integral	\$ 808	\$ 5	\$ 813
2022:			
Utilidad neta	\$ 738	\$ (138)	\$ 600
Otra utilidad (pérdida) integral:			
Instrumentos financieros	1	—	1
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	8	(2)	6
Total de otra utilidad integral	9	(2)	7
Utilidad integral	\$ 747	\$ (140)	\$ 607
2021:			
Pérdida neta/Pérdida integral	\$ (736)	\$ 310	\$ (426)

Ver Notas a los Estados Financieros.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY
BALANCES GENERALES

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
ACTIVOS		
Activos circulantes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 2	\$ 21
Cuentas por cobrar – comercial, neto	985	1,295
Cuentas por cobrar – otras, neto	102	293
Deudas por afiliadas no consolidadas	22	77
Inventarios	277	159
Activos reglamentarios	204	104
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	950	111
Otros activos circulantes	100	69
Total de activos circulantes	2,642	2,129
Otros activos:		
Activos reglamentarios	1,715	1,291
Reservas por emisión de gases de efecto invernadero	62	551
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	29	42
Otros activos a largo plazo	645	583
Total de otros activos	2,451	2,467
Propiedad, planta y equipo:		
Propiedad, planta y equipo	27,025	25,058
Menos depreciación y amortización acumulada	(7,852)	(7,308)
Propiedad, planta y equipo, neto	19,173	17,750
Total de activos	\$ 24,266	\$ 22,346

Ver Notas a los Estados Financieros.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY
BALANCES GENERALES (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
PASIVOS Y CAPITAL CONTABLE		
Pasivos circulantes:		
Deuda a corto plazo	\$ 946	\$ 900
Cuentas por pagar – comercial	811	953
Cuentas por pagar – otras	184	176
Deudas a afiliadas no consolidadas	38	36
Compensación acumulada y beneficios	213	209
Pasivos reglamentarios	103	394
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	523	318
Reservas para costos de Aliso Canyon	31	129
Obligaciones por gases de efecto invernadero	950	111
Obligaciones de retiro de activos	73	68
Otros pasivos circulantes	535	429
Total de pasivos circulantes	4,407	3,723
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	6,288	5,780
Créditos diferidos y otros pasivos:		
Pasivos reglamentarios	1,202	1,043
Obligaciones por gases de efecto invernadero	—	443
Obligaciones de pensiones, neto de activos de planes	231	277
Impuestos diferidos	1,586	1,306
Obligaciones de retiro de activos	2,774	2,675
Créditos diferidos y otros	368	401
Total de créditos diferidos y otros pasivos	6,161	6,145
Compromisos y contingencias (Nota 16)		
Capital contable:		
Acciones preferentes (11,000,000 acciones autorizadas; 862,043 acciones en circulación)	22	22
Acciones comunes (100,000,000 acciones autorizadas; 91,300,000 acciones en circulación; sin expresión de valor nominal)	2,316	2,316
Utilidades retenidas	5,095	4,384
Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	(23)	(24)
Total de capital contable	7,410	6,698
Total de pasivos y capital contable	\$ 24,266	\$ 22,346

Ver Notas a los Estados Financieros.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Utilidad (pérdida) neta	\$ 812	\$ 600	\$ (426)
Ajustes para reconciliar utilidad (pérdida) neta a efectivo neto generado por (utilizado en) actividades operativas:			
Depreciación y amortización	839	761	716
Impuestos diferidos y créditos de impuesto por inversiones	12	146	(494)
Gasto por deuda incobrable	294	70	26
Otros	(12)	(12)	(7)
Cambio neto en componentes de capital de trabajo:			
Cuentas por cobrar	207	(512)	(383)
Debidas a/por deudas a afiliadas no consolidadas, neto	57	(28)	(25)
Impuestos por cobrar/por pagar, neto	(8)	23	(43)
Inventarios	(118)	13	(18)
Otros activos circulantes	(1,053)	(139)	(21)
Cuentas por pagar	(179)	191	181
Cuentas reglamentarias de balanceo, neto	(311)	46	306
Reserva para los costos de Aliso Canyon	(98)	(1,851)	1,532
Otros pasivos circulantes	1,047	185	(92)
Cuenta por cobrar de seguros por los costos de Aliso Canyon	—	360	85
Cambios en otros activos y pasivos no circulantes, neto	(100)	(307)	(304)
Efectivo neto generado por (utilizado en) actividades operativas	<u>1,389</u>	<u>(454)</u>	<u>1,033</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Gastos por propiedad, planta y equipo	(2,020)	(1,993)	(1,984)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(2,020)</u>	<u>(1,993)</u>	<u>(1,984)</u>
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO			
Dividendos comunes pagados	(100)	—	(75)
Dividendos preferentes pagados	(1)	(1)	(1)
Aportaciones de capital de Sempra	—	650	800
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	997	2,094	—
Pagos de deudas (con vencimientos mayores a 90 días) y arrendamientos financieros	(1,120)	(15)	(12)
Aumento (disminución) en deuda a corto plazo, neto	846	(285)	272
Costos de emisión de deuda	(10)	(12)	—
Efectivo neto generado por actividades de financiamiento	<u>612</u>	<u>2,431</u>	<u>984</u>
(Disminución) aumento en efectivo y equivalentes de efectivo	(19)	(16)	33
Efectivo y equivalentes de efectivo, 1 de enero	21	37	4
Efectivo y equivalentes de efectivo, 31 de diciembre	<u>\$ 2</u>	<u>\$ 21</u>	<u>\$ 37</u>
REVELACIÓN COMPLEMENTARIA DE INFORMACIÓN DE FLUJOS DE EFECTIVO			
Pagos de intereses, neto de montos capitalizados	\$ 279	\$ 173	\$ 151
Pagos (devoluciones) de impuesto a la utilidad, neto	6	(31)	227
REVELACIONES COMPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO NO REALIZADAS EN EFECTIVO			
Gastos de capital acumulados	\$ 290	\$ 245	\$ 222
Aumento en obligaciones de arrendamiento financiero por inversión en PP&E	40	41	19
Aumento en ARO por inversión en PP&E	1	63	125

Ver Notas a los Estados Financieros.

SOUTHERN CALIFORNIA GAS COMPANY
ESTADOS DE CAMBIOS DE CAPITAL CONTABLE

(En millones de dólares)

Años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

	Acciones preferentes	Acciones comunes	Utilidades retenidas	Otra utilidad (pérdida) integral acumulada	Total de capital
Balance al 31 de diciembre de 2020	\$ 22	\$ 866	\$ 4,287	\$ (31)	\$ 5,144
Pérdida neta			(426)		(426)
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.50 dólares/acción)			(1)		(1)
Acciones comunes (\$0.82 dólares/acción)			(75)		(75)
Aportación de capital de Sempra		800			800
Balance al 31 de diciembre de 2021	22	1,666	3,785	(31)	5,442
Utilidad neta			600		600
Otra utilidad integral				7	7
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.50 dólares/acción)			(1)		(1)
Aportación de capital de Sempra		650			650
Balance al 31 de diciembre de 2022	22	2,316	4,384	(24)	6,698
Utilidad neta			812		812
Otra utilidad integral				1	1
Dividendos declarados:					
Acciones preferentes (\$1.50 dólares/acción)			(1)		(1)
Acciones comunes (\$1.10 dólares/acción)			(100)		(100)
Balance al 31 de diciembre de 2023	\$ 22	\$ 2,316	\$ 5,095	\$ (23)	\$ 7,410

Ver Notas a los Estados Financieros.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

NOTA 1. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS Y OTROS DATOS FINANCIEROS

PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN

Sempra

A partir del 12 de mayo de 2023, nuestra compañía cambió su denominación de Sempra Energy a Sempra. Los Estados Financieros Consolidados de Sempra incluyen las cuentas de Sempra, una compañía controladora con sede en California, y sus entidades consolidadas, que invierten en el desarrollo y operación de infraestructura energética en Norteamérica, y prestan servicios de electricidad y gas a los clientes.

Sempra tiene tres segmentos reportables individualmente, que describimos en la Nota 17. En el cuarto trimestre de 2023, Sempra realineó sus segmentos reportables para reflejar los cambios en la forma en que el CODM supervisa nuestras tres plataformas: Sempra California, Sempra Texas Utilities y Sempra Infrastructure. Nuestros antiguos segmentos reportables, SDG&E y SoCalGas, se combinaron en un segmento operativo y reportable, Sempra California, que es consistente con la forma en que el CODM evalúa el desempeño debido a las similitudes de sus operaciones, incluida la ubicación geográfica y la regulación en California. La información histórica por segmentos de Sempra se ha reformulado para ajustarla a la presentación actual, de modo que todas las descripciones reflejen la información revisada por segmentos de sus tres segmentos reportables. Todas las referencias en estas Notas a nuestros segmentos reportables no pretenden hacer referencia a ninguna persona moral con el mismo nombre o uno similar.

SDG&E

Las acciones comunes de SDG&E son totalmente propiedad de Enova, que es una subsidiaria totalmente propiedad de Sempra. SDG&E es una empresa de servicios públicos regulada que, presta servicios eléctricos a los condados de San Diego y el sur de Orange y gas natural al condado de San Diego. SDG&E tiene un segmento reportable.

SoCalGas

Las acciones comunes de SoCalGas son totalmente propiedad de PE, que es una subsidiaria totalmente propiedad de Sempra. SoCalGas es una empresa de servicios públicos regulada de distribución de gas natural, que presta servicios a clientes en casi toda la parte del sur de California y parte del centro de California. SoCalGas tiene un segmento reportable.

BASE DE PRESENTACIÓN

Este es un reporte combinado de Sempra, SDG&E y SoCalGas. Proporcionamos información independiente para SDG&E y SoCalGas según se requiera. Hemos eliminado las cuentas y operaciones intercompañía dentro de los estados financieros consolidados de cada Registrante.

Uso de Estimaciones en la Preparación de los Estados Financieros

Hemos preparado nuestros Estados Financieros Consolidados de conformidad con los U.S. GAAP. Esto nos obliga a hacer estimaciones y suposiciones que afectan los montos reportados en los estados financieros y notas de acompañamiento, incluyendo la divulgación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. A pesar de que creemos que las estimaciones y suposiciones son razonables, los montos reales pueden diferir significativamente de esas estimaciones.

Eventos Subsecuentes

Evaluamos los eventos y operaciones que ocurrieron con posterioridad al 31 de diciembre de 2023 a la fecha en que se emitieron los estados financieros y, en la opinión de la administración, los estados financieros que se acompañan reflejan todos los ajustes y divulgaciones necesarias para una adecuada presentación.

OPERACIONES REGLAMENTARIAS

Las políticas contables y estados financieros de SDG&E y SoCalGas reflejan la aplicación de las disposiciones de U.S. GAAP que regulan las operaciones de tarifas reglamentarias y las políticas de la CPUC y la FERC. Conforme a estas disposiciones, una empresa de servicios públicos reglamentada registra activos reglamentarios, que generalmente son costos que de otra manera se cargarían en gastos, si es probable que, a través del proceso de establecimiento de tarifas, la empresa de servicios públicos recupere esos activos de los clientes. En la medida en la que la recuperación ya no sea probable, los activos reglamentarios relacionados son castigados. Los pasivos reglamentarios generalmente representan los montos cobrados de los clientes con anticipación al gasto real de la empresa de servicios públicos. Si los gastos reales son inferiores a las cantidades previamente cobradas a los clientes, el exceso sería reembolsado a los clientes, generalmente reduciendo las tarifas futuras. Los pasivos reglamentarios también pueden surgir de otras operaciones, tales como ganancias no realizadas en contratos de precio fijo y otros derivados o ciertos beneficios diferidos de impuestos que se transfieren a los clientes en tarifas futuras. Adicionalmente, SDG&E y SoCalGas registran pasivos reglamentarios cuando la CPUC o, en el caso de SDG&E, la FERC requieren hacer un reembolso a los clientes o ha requerido que una ganancia u otra operación de costos permitidos netos sea otorgada a clientes en periodos futuros.

La determinación de la probabilidad de recuperación de activos reglamentarios requiere de un juicio por parte de la administración y puede incluir, pero no se limita a, la consideración de:

- la naturaleza del evento que dio lugar a la evaluación
- leyes existentes y el código reglamentario
- precedentes legales
- los principios reglamentarios y las acciones reglamentarias análogas
- el testimonio presentado en audiencias reglamentarias
- las órdenes reglamentarias
- el mecanismo autorizado por la comisión para la acumulación de costos
- el estado de solicitudes de audiencias o apelaciones en tribunales estatales
- la autorización específica de una comisión
- la experiencia histórica

La empresa de servicios públicos de distribución de gas natural de Sempra Infrastructure, Ecogas, también aplica las disposiciones U.S. GAAP para las operaciones de tarifas reglamentarias, incluyendo la misma evaluación de probabilidad de recuperación de activos reglamentarios descrita anteriormente.

Nuestro segmento de Sempra Texas Utilities se integra por nuestras inversiones por el método de participación en Oncor Holdings, que es propietaria de una participación de 80.25% en Oncor, y Sharyland Holdings, que es propietaria de una participación de 100% en Sharyland Utilities. Oncor y Sharyland Utilities empresas de servicios públicos de transmisión y distribución en energía eléctrica en Texas y sus tarifas están reglamentadas por la PUCT, y en el caso de Oncor, ciertas ciudades y están sujetas a procesos reglamentarios de establecimiento de tarifas y supervisión de ganancias. Oncor y Sharyland Utilities preparan sus estados financieros de acuerdo con las disposiciones de U.S. GAAP que regulan las operaciones de tarifas reglamentarias.

Nuestro segmento de Sempra Infrastructure incluye las empresas operativas de nuestra subsidiaria, SI Partners, así como ciertas sociedades controladoras y la actividad de administración de riesgos. Algunas actividades comerciales de Sempra Infrastructure son reguladas por la CRE y la FERC y cumplen con los requisitos contables reglamentarios bajo U.S. GAAP.

MEDIDAS A VALOR RAZONABLE

Medimos ciertos activos y pasivos a valor razonable sobre una base recurrente, principalmente NDT y activos fiduciarios del plan de beneficios y derivados. También medimos ciertos activos a valor razonable sobre una base no recurrente en determinadas circunstancias.

Una medición de valor razonable refleja las suposiciones que los participantes en el mercado utilizarían para fijar los precios de un activo o pasivo sobre la base de la mejor información disponible. Estas suposiciones incluyen el riesgo inherente a una técnica de valuación particular (como un modelo de precios) y los riesgos inherentes a los insumos del modelo. Asimismo, consideramos la capacidad crediticia de un emisor cuando se evalúan sus pasivos a valor razonable.

Establecemos una jerarquía de valor razonable que prioriza los insumos usados para medir el valor razonable. La jerarquía otorga la máxima prioridad a los precios cotizados no ajustados en mercados activos para activos o pasivos idénticos (medición Nivel 1) y la prioridad más baja a los insumos no observables (medición Nivel 3). Los tres niveles de la jerarquía de valor razonable son los siguientes:

Nivel 1 – Los insumos de fijación de precios son precios de cotización 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 operaciones por el activo o pasivo se producen con suficiente frecuencia y volumen para proporcionar información sobre precios de forma continua. Nuestros instrumentos financieros de Nivel 1 consisten en instrumentos de capital listados, inversiones a corto plazo, y valores del tesoro del gobierno de los EE.UU., principalmente en NDTs y fideicomisos del plan de beneficios y derivados que cotizan en bolsa.

Nivel 2 – Los insumos de fijación de precios son distintos a los precios de cotización en los mercados activos incluidos en el Nivel 1, que pueden observarse directa o indirectamente en la fecha de reporte. 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 varios supuestos, entre los que se incluyen:

- los precios forward cotizados para materias primas
- el valor de tiempo
- los precios actuales de mercado y contractuales de los instrumentos subyacentes
- los factores de volatilidad
- otras medidas económicas relevantes

Sustancialmente todas estas suposiciones son observables en el mercado a lo largo de todo el plazo del instrumento y pueden derivarse de información observable o están respaldadas por niveles observables en los que las operaciones se ejecutan en el mercado. Nuestros instrumentos financieros en esta categoría incluyen instrumentos de capital que cotizan en bolsa, bonos corporativos locales, bonos municipales y otros bonos extranjeros, principalmente en los NDTs y los fideicomisos de planes de beneficios, y derivados que no cotizan en bolsa, como instrumentos de tasas de interés y forwards y opciones extrabursátiles.

Nivel 3 – Los insumos de fijación de precios incluyen insumos significativos que generalmente son menos observables de fuentes objetivas. Estos insumos pueden utilizarse con metodologías desarrolladas internamente que resulten en la mejor estimación del 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, hasta el 31 de diciembre de 2022, posiciones de electricidad a precio fijo, en SDG&E y el Contrato de Soporte de Sempra Infrastructure.

ENTIDADES DE PARTICIPACIÓN VARIABLE

Consolidamos una VIE si somos el principal beneficiario de la misma. Nuestra determinación sobre si somos el principal beneficiario 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 principal beneficiario.

SDG&E

La adquisición de energía de SDG&E está sujeta a requisitos de fiabilidad que pueden requerir que SDG&E celebre varios PPA 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, e indirectamente Sempra, es el principal beneficiario.

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 (*tolling*) de suministro). 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 principal beneficiario, SDG&E y Sempra consolidan a la entidad propietaria de la planta como una VIE.

Además de los contratos (*tolling*) de suministro, otros intereses variables incluyen 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 facultad de dirigir las actividades que impactan de manera más significativa el desempeño económico de las otras VIE. Si nuestra evaluación continua 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.

SDG&E determinó que ninguno de sus PPAs o contratos (*tolling*) de suministro resultó en que SDG&E fuere la principal beneficiaria de la VIE al 31 de diciembre de 2023 y 2022. Los PPAs o contratos (*tolling*) de suministro que se relacionan con el involucramiento de SDG&E con VIEs son principalmente contabilizados como arrendamientos financieros. Los valores registrados de los activos y pasivos bajo estos contratos se incluyen en PP&E, netos y pasivos de arrendamientos financieros con saldos de \$1,166 millones de dólares y \$1,194 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente. SDG&E recupera costos incurridos en PPAs, contratos (*tolling*) de suministro y otros intereses variables a través de planes de compra de energía de largo plazo aprobados por la CPUC. SDG&E no tiene interés residual en las entidades respectivas y no ha brindado ni garantizado cualquier apoyo de deuda o capital, arreglo de liquidez, garantías de cumplimiento u otros compromisos asociados con estos contratos salvo por los compromisos de compra descritos en la Nota 16. Resultado de lo anterior, la exposición potencial de SDG&E a pérdidas por sus intereses variables en estas VIEs no es significativa.

Otros Sempra

Oncor Holdings

Oncor Holdings es una VIE. Sempra no es el principal beneficiario de este VIE debido a las medidas estructurales y operativas de protección y gobernanza que se han adoptado y que nos impiden tener la capacidad de dirigir las actividades principales de Oncor Holdings. Como resultado, no consolidamos Oncor Holdings y en su lugar registramos nuestra participación como una inversión bajo el método de participación. Ver la Nota 6 para mayor información 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 \$14,266 millones de dólares y \$13,665 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

Cameron LNG JV

Cameron LNG JV es una VIE principalmente debido a las disposiciones contractuales que transfieren ciertos riesgos a los clientes. Sempra no es el principal beneficiario de este VIE porque no tenemos la facultad de dirigir las actividades más significativas de Cameron LNG, incluyendo la producción de LNG y la operación y mantenimiento de las instalaciones de licuefacción. Por lo tanto, registramos 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 relacionadas con las coberturas del flujo de efectivo de tasas de interés en Cameron LNG JV fue de \$1,008 millones de dólares y \$886 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente. Nuestra máxima exposición a pérdidas, que fluctúa con el tiempo, incluye el valor en libros de nuestra inversión y nuestra obligación bajo la SDSRA, que describimos en la Nota 6.

CFIN

Según describimos en la Nota 6, en julio de 2020, Sempra celebró un Contrato de Soporte, en beneficio de CFIN, que es una VIE. Sempra no es el principal beneficiario de este VIE porque no tenemos la capacidad de dirigir las principales actividades de CFIN, incluyendo decisiones de modificaciones, prepagos y refinanciamiento relacionadas con el acuerdo de financiamiento con acreedores externos y los cuatro propietarios de proyectos de Cameron LNG JV, así como la capacidad para determinar e implementar recursos en casos de incumplimiento. Las obligaciones sujetas a condición del Contrato de Soporte representan un interés variable que medimos a valor razonable recurrentemente (ver Nota 12). La exposición máxima de Sempra a una pérdida bajo los términos del Contrato de Soporte es de \$979 millones de dólares.

ECA LNG Fase 1

ECA LNG Fase 1 es una VIE dado que su capital en riesgo total no es suficiente para financiar sus actividades sin apoyo financiero subordinado adicional. Esperamos que ECA LNG Fase 1 requerirá futuras contribuciones, u otro apoyo financiero para financiar la construcción de las instalaciones. Sempra es el principal beneficiario de este VIE dado que tenemos la capacidad para dirigir el desarrollo de las actividades relacionadas con la construcción y futura operación y mantenimiento de la terminal de licuefacción. Resultado de lo anterior, consolidamos ECA LNG Fase 1. Sempra consolidó \$1,580 millones de dólares y \$1,099 millones de dólares en activos al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, consistiendo principalmente en PP&E, neto, y Cuentas por Cobrar – Otros atribuible a ECA LNG Fase 1 que puede ser utilizado únicamente para cumplir obligaciones de este VIE y que no están disponibles para cumplir con obligaciones Sempra, y \$1,029 millones de dólares y \$685 millones de dólares en pasivos al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, consistiendo principalmente en deuda a largo plazo, cuentas por pagar y deuda a corto plazo atribuibles a ECA LNG Fase 1 respecto de los cuales los acreedores no tienen recurso en contra de la capacidad crediticia general de Sempra. Adicionalmente, según describimos en la Nota 7, IEnova y TotalEnergies SE han otorgado garantías por 83.4% y 16.6%, respectivamente, de las líneas de crédito que apoyan la construcción de la instalación de licuefacción.

Port Arthur LNG

Port Arthur LNG 1 es una VIE dado que su capital en riesgo total no es suficiente para financiar sus actividades sin apoyo financiero subordinado adicional. Esperamos que Port Arthur LNG requerirá futuras contribuciones, u otro apoyo financiero para financiar la construcción del proyecto PA LNG Fase 1. Sempra es el principal beneficiario de este VIE dado que tenemos la capacidad para dirigir el desarrollo de las actividades relacionadas con la construcción y futura operación y mantenimiento de la terminal de licuefacción. Resultado de lo anterior, consolidamos Port Arthur LNG. Sempra consolidó \$3,927 millones de dólares en activos al 31 de diciembre de 2023, consistiendo principalmente en PP&E, neto, y otros activos a largo plazo atribuibles a Port Arthur LNG que pueden ser utilizados únicamente para cumplir obligaciones de este VIE y que no están disponibles para cumplir con obligaciones Sempra, y \$600 millones de dólares en pasivos al 31 de diciembre de 2023, consistiendo principalmente en cuentas por pagar y deuda a largo plazo atribuibles a Port Arthur LNG respecto de los cuales los acreedores no tienen recurso en contra de la capacidad crediticia general de Sempra.

EFFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFFECTIVO Y EFFECTIVO RESTRINGIDO

Los equivalentes de efectivo son inversiones altamente líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos en la fecha de compra.

El efectivo restringido incluye:

- ciertos fondos en Port Arthur LNG cuyos retiros y utilización se establecen en sus contratos de crédito
- fondos depositados como garantía a falta de cartas de crédito de un cliente, asociados con su contrato de almacenamiento y regasificación de LNG
- fondos denominados en dólares de EE.UU. y pesos mexicanos para pagar por los derechos de paso, y otros costos conforme a contratos y fideicomisos relacionados a proyectos de gasoductos
- fondos mantenidos en un fideicomiso de desliste con el propósito de comprar las acciones restantes de IEnova que permanecen en propiedad del público

La siguiente tabla presenta una conciliación entre el efectivo, los equivalentes de efectivo y el efectivo restringido reportado en los Balances Generales Consolidados de Sempra a la suma de esas cantidades que figuran en los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo de Sempra.

RECONCILIACIÓN DE EFFECTIVO, EQUIVALENTES DE EFFECTIVO Y EFFECTIVO RESTRINGIDO

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Sempra:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 236	\$ 370
Efectivo restringido, circulante	49	40
Efectivo restringido, no circulante	104	52
Total de efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido en los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo	\$ 389	\$ 462

PÉRDIDAS CREDITICIAS

Estamos expuestos a pérdidas crediticias de activos financieros medidos a costo de amortización, incluyendo cuentas por cobrar comercial y otras cuentas por cobrar, montos debidos de afiliadas no consolidadas, nuestras inversiones netas en arrendamientos financieros y en un pagaré por cobrar. También estamos expuestos a pérdidas crediticias de arreglos fuera del balance general a través de la garantía de Sempra relacionada a SDSRA de Cameron LNG JV, que describimos en la Nota 6.

Regularmente monitoreamos y evaluamos pérdidas crediticias y registramos reservas para pérdidas crediticias esperadas, en caso de ser necesario, para cuentas por cobrar comercial y otros, utilizando una combinación de factores, incluyendo el estatus de vencimiento con base en términos contractuales, tendencias de cancelaciones, la edad de las cuenta por cobrar y patrones de pago de los clientes, tendencias históricas y de la industria, la calidad crediticia de la contraparte, condiciones económicas y eventos específicos, como quiebras, pandemias y otros factores. Castigamos activos medidos a costo de amortización en el periodo en el que determinamos que no son recuperables. Registramos la recuperación de montos previamente castigados cuando se sepa que serán recuperables.

Tras considerar el estatus de vencimiento de las cuentas por cobrar, el historial de pagos y otra información específica del cliente, en el cuarto trimestre de 2023, Sempra registró una reserva para pérdidas crediticias esperadas de \$52 millones de dólares sobre el saldo de la cuenta de un cliente.

En el primer trimestre de 2022, SDG&E y SoCalGas recibieron \$63 millones de dólares y \$79 millones de dólares, respectivamente, en nombre de sus clientes, del Departamento de Servicios Comunitarios y Desarrollo de California bajo el Programa de Pago de Atrasos de California de 2021 y aplicaron las cantidades directamente a las cuentas de clientes elegibles para reducir los saldos vencidos. En junio de 2022, la AB 205 fue aprobada, estableciendo, entre otras cosas, el Programa de Pago de Atrasos de California 2022. En diciembre de 2022 SDG&E y SoCalGas recibieron fondos por \$51 millones de dólares y \$59 millones de dólares, respectivamente, en relación con este programa y, en enero de 2023, aplicaron los montos directamente a las cuentas de clientes elegibles para reducir sus saldos vencidos.

El impacto y la duración de procesos de cobranza suspendidos durante la pandemia de COVID-19, la implementación de programas de asistencia al cliente, y el aumento de la facturación a los clientes durante la temporada de invierno, han dado lugar a que ciertos clientes de SDG&E y SoCalGas exhiban pagos más lentos y niveles de impago más elevados que los registrados históricamente. A su vez, esto ha resultado en un aumento en reservas para pérdidas crediticias esperadas en el año terminado al 31 de diciembre de 2023 para ambas compañías, incluso mientras se reanudan los procesos de cobranza y potencialmente se incrementa el pago de montos vencidos. SDG&E y SoCalGas tienen mecanismos regulatorios para recuperar pérdidas crediticias y por lo tanto registran cambios en las reservas para pérdidas crediticias relacionadas con Cuentas Por Cobrar – Comercial que es probable recuperar en cuentas regulatorias. Discutimos las cuentas regulatorias en la Nota 4.

Los cambios en reservas para pérdidas crediticias relacionadas a cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar son los siguientes:

CAMBIOS EN RESERVAS PARA PÉRDIDAS CREDITICIAS			
<i>(En millones de dólares)</i>			
	2023	2022	2021
Sempra:			
Reservas para pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 181	\$ 136	\$ 138
Reservas para pérdidas crediticias esperadas	468	123	45
Cancelaciones	(116)	(78)	(47)
Reservas para pérdidas crediticias al 31 de diciembre	\$ 533	\$ 181	\$ 136
SDG&E:			
Reservas para pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 78	\$ 66	\$ 69
Reservas para pérdidas crediticias esperadas	115	54	23
Cancelaciones	(49)	(42)	(26)
Reservas para pérdidas crediticias al 31 de diciembre	\$ 144	\$ 78	\$ 66
SoCalGas:			
Reservas para pérdidas crediticias al 1 de enero	\$ 98	\$ 69	\$ 68
Reservas para pérdidas crediticias esperadas	300	65	22
Cancelaciones	(67)	(36)	(21)
Reservas para pérdidas crediticias al 31 de diciembre	\$ 331	\$ 98	\$ 69

Reservas para pérdidas crediticias relacionadas a cuentas por cobrar comercial y otras cuentas por cobrar se incluyen en los Balances Generales Consolidados como sigue:

RESERVAS PARA PÉRDIDAS CREDITICIAS

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Sempra:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 480	\$ 140
Cuentas por cobrar – otras, neto	52	40
Otros activos de largo plazo	1	1
Total de reservas para pérdidas crediticias	\$ 533	\$ 181
SDG&E:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 116	\$ 52
Cuentas por cobrar – otras, neto	27	25
Otros activos de largo plazo	1	1
Total de reservas para pérdidas crediticias	\$ 144	\$ 78
SoCalGas:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 306	\$ 83
Cuentas por cobrar – otras, neto	25	15
Total de reservas para pérdidas crediticias	\$ 331	\$ 98

Según describimos más adelante en “Pagaré por Cobrar” tenemos un pagaré que devenga intereses por cobrar de KKR Pinnacle. Sobre una base trimestral, evaluamos las pérdidas crediticias y registramos reservas por pérdidas crediticias esperadas sobre este pagaré por cobrar, incluidos los intereses compuestos y los costos de transacción no amortizados, sobre la base de estudios publicados de tasas de incumplimiento, la fecha de vencimiento del instrumento y una calificación crediticia desarrollada internamente. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, \$6 millones de dólares y \$7 millones de dólares, respectivamente, de pérdidas crediticias esperadas se incluye en Otros Activos de Largo Plazo en los Balances Generales Consolidados de Sempra.

Según describimos en la Nota 6, Sempra proporcionó una garantía en beneficio de Cameron LNG JV relacionada con los montos retirados por Sempra Infraestructure de la SDSRA. Sobre una base trimestral, evaluamos las pérdidas crediticias y registramos pasivos para las pérdidas crediticias esperadas de este arreglo fuera del balance general sobre la base de calificaciones crediticias externas, estudios publicados de tasas de incumplimiento y la fecha de vencimiento del arreglo. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, \$5 millones de dólares y \$6 millones de dólares, respectivamente, de pérdidas crediticias esperadas, se incluyen en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Generales Consolidados de Sempra.

CONCENTRACIÓN DEL RIESGO DE CRÉDITO

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida en que se incurriría como resultado de la falta de desempeño por parte de nuestras contrapartes en sus obligaciones contractuales. Tenemos políticas que rigen la gestión del riesgo de crédito que son administradas por los respectivos departamentos de crédito en cada uno de nuestros Registrantes y supervisadas por sus comités de gestión de riesgos separados.

Esta supervisión incluye el cálculo del riesgo de crédito actual y potencial de forma regular 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 términos que normalmente están disponibles en la industria. Evitamos la concentración de contrapartes siempre que es posible, y creemos que nuestras políticas crediticias reducen significativamente el riesgo de crédito en general. Estas políticas incluyen una evaluación de:

- pro la condición financiera de las posibles contrapartes (incluidas las calificaciones crediticias)
- los requisitos de garantía
- el uso de acuerdos estandarizados que permitan la compensación de exposiciones positivas y negativas asociadas con una sola contraparte
- los activadores de disminución de la calificación

Creemos que hemos proporcionado reservas adecuadas para la falta de desempeño de la contraparte en nuestras reservas para pérdidas de crédito.

Cuando nuestros proyectos de desarrollo se vuelven operativos, dependemos significativamente de la capacidad de los proveedores para cumplir bajo acuerdos a largo plazo y de nuestra capacidad para hacer cumplir los términos del contrato en caso de incumplimiento. Adicionalmente, los factores que consideramos al evaluar un proyecto de desarrollo incluyen la negociación de acuerdos con clientes y proveedores y, por lo tanto, confiamos en estos acuerdos para el desempeño futuro. También podemos condicionar nuestra decisión de avanzar en proyectos de desarrollo a la obtención primero de estos acuerdos de clientes y proveedores.

TRANSACCIONES CON AFILIADAS

Resumimos los montos adeudados por y a afiliadas no consolidadas en nuestras Registrantes en la siguiente tabla.

	31 de diciembre de	
	2023	2022
MONTOS ADEUDADOS POR (A) AFILIADAS NO CONSOLIDADAS		
<i>(En millones de dólares)</i>		
Sempra:		
Acuerdo de reparto de impuestos con Oncor Holdings	\$ 25	\$ 41
Diversas afiliadas	6	13
Total de deudas por afiliadas no consolidadas – circulante	\$ 31	\$ 54
TAG Pipelines – 5.5% Nota con vencimiento al 9 de enero de 2024 ⁽¹⁾	\$ (5)	\$ —
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	\$ (5)	\$ —
TAG Pipelines⁽¹⁾:		
5.5% Nota con vencimiento al 9 de enero de 2024	\$ —	\$ (40)
5.5% Nota con vencimiento al 14 de enero de 2025	(24)	(23)
5.5% Nota con vencimiento al 16 de julio de 2025	(23)	(21)
5.5% Nota con vencimiento al 14 de enero de 2026	(20)	(19)
5.5% Nota con vencimiento al 14 de julio de 2026	(11)	(11)
5.5% Nota con vencimiento al 19 de enero de 2027	(14)	—
5.5% Nota con vencimiento al 21 de julio de 2027	(17)	—
TAG Norte – 5.74% Nota con vencimiento al 17 de diciembre de 2029	(198)	(187)
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – no circulante	\$ (307)	\$ (301)
SDG&E:		
Sempra	\$ (44)	\$ (49)
SoCalGas	(21)	(72)
Diversas afiliadas	(8)	(14)
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	\$ (73)	\$ (135)
Impuestos a la utilidad adeudados por Sempra ⁽²⁾	\$ 246	\$ 10
SoCalGas:		
SDG&E	\$ 21	\$ 72
Diversas afiliadas	1	5
Total de deudas por afiliadas no consolidadas – circulante	\$ 22	\$ 77
Sempra	\$ (38)	\$ (36)
Total de deudas a afiliadas no consolidadas – circulante	\$ (38)	\$ (36)
Impuestos a la utilidad adeudados por (a) Sempra ⁽²⁾	\$ 6	\$ (16)

⁽¹⁾ Créditos denominados en dólares a una tasa de interés fija. Los montos incluyen el balance de principal más los intereses acumulados pendientes.

⁽²⁾ SDG&E y SoCalGas se incluyen en la declaración consolidada de impuestos de Sempra y su respectivo gasto de impuestos se computa como un monto igual al cual hubiera resultado en caso de cada compañía hubiere presentado su declaración individual. Los montos incluyen impuestos a la utilidad circulante y no circulante adeudados a/por Sempra.

En la siguiente tabla se resume la información del estado de ingresos de afiliadas no consolidadas.

IMPACTO EN EL ESTADO DE RESULTADOS POR AFILIADAS NO CONSOLIDADAS

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempre:			
Ingresos	\$ 44	\$ 41	\$ 31
Costos de ventas	—	—	11
Utilidad por intereses	—	16	50
Gasto por intereses	15	15	15
SDG&E:			
Ingresos	\$ 21	\$ 16	\$ 11
Costo de ventas	113	92	103
SoCalGas:			
Ingresos	\$ 124	\$ 100	\$ 98
Costo de ventas ⁽¹⁾	35	(9)	1

⁽¹⁾ Incluye los costos netos de las transacciones de gas natural con afiliadas no consolidadas.

Sempre, SDG&E y SoCalGas se proporcionan ciertos servicios entre sí y se les cobra una parte asignable del costo de dichos servicios. Además, de tiempo en tiempo, SDG&E y SoCalGas pueden hacer anticipos a corto plazo de exceso de efectivo a Sempra a tasas de interés basadas en la tasa efectiva de los fondos federales más un margen de 13 a 20 bps, dependiendo del saldo del préstamo.

SoCalGas proporciona servicios de transporte y almacenamiento de gas natural a SDG&E y cobra a SDG&E por dichos servicios mensualmente. SoCalGas registra los ingresos y SDG&E registra una cantidad correspondiente al costo de ventas.

SDG&E y SoCalGas se cobran mutuamente, así como otras afiliadas de Sempra, por depreciación de activos compartidos. SoCalGas y SDG&E registran los ingresos y las afiliadas registran las cantidades correspondientes a O&M.

SoCalGas compra el suministro de gas natural para los principales clientes de gas natural de SDG&E y SoCalGas como un portafolio de adquisiciones combinada administrada por SoCalGas. Los clientes principales son principalmente clientes residenciales y pequeños clientes comerciales e industriales. Esta función de adquisición de gas básico 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 a 20 años que comenzó en junio de 2015 por hasta 155 MW de energía renovable suministrada desde la planta de generación de energía eólica ESJ. En enero de 2022 se inició un segundo contrato a 20 años entre SDG&E y ESJ por un máximo de 108 MW de energía renovable suministrada desde la misma planta.

Sempre Infrastructure proporciona servicios de mantenimiento y administración para TAG Pipelines. Adicionalmente, Sempra Infrastructure subarrienda espacios de oficina para personal a TAG Pipelines y TAG Norte.

Sempre Infrastructure tiene acuerdos con Cameron LNG JV para proporcionar ciertos servicios empresariales y servicios de desarrollo de proyectos relacionados con el proyecto Cameron LNG Fase 2.

Sempre proporciona garantías relacionadas con la SDSRA de Cameron LNG JV y el Contrato de Soporte de CFIN. Describimos estas garantías en la Nota 6.

INVENTARIOS

SDG&E y SoCalGas valoran el inventario de gas natural utilizando el método de últimas entradas – primeras salidas. A medida que se venden los inventarios, las diferencias entre la valuación de última entrada – primera salida y el costo estimado de sustitución se reflejan en las tasas de los clientes. Estas diferencias son generalmente temporales, pero pueden volverse permanentes si el inventario de gas natural retirado del almacenamiento durante el año no se sustituye al final del año. SDG&E y SoCalGas generalmente valoran los materiales y suministros al menor costo promedio o valor neto realizable.

Sempre Infrastructure valora el inventario de gas natural y los materiales y suministros al menor costo promedio o valor neto realizable, y el inventario de LNG usando el método de primera entrada – primera salida.

Los componentes de inventarios son los siguientes:

SALDOS DE INVENTARIO AL 31 DE DICIEMBRE

(En millones de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Gas natural	\$ 174	\$ 106	\$ 1	\$ 1	\$ 155	\$ 74
LNG	9	62	—	—	—	—
Materiales y suministros	299	235	152	133	122	85
Total	\$ 482	\$ 403	\$ 153	\$ 134	\$ 277	\$ 159

RESERVAS Y OBLIGACIONES DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

AB 32 exige a SDG&E, SoCalGas y Sempra Infrastructure adquirir reservas de GHG por cada tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera durante la generación eléctrica y el consumo de gas natural. SDG&E y SoCalGas reciben asignaciones de reservas de GHG por cuenta de nuestros clientes sin costo alguno y compramos cualesquier reservas adicionales requeridas. Registramos las reservas de GHG compradas y asignadas al menor del costo promedio ponderado o de mercado. Medimos la obligación de cumplimiento, que se basa en emisiones, al valor en libros de las reservas mantenidas más el valor razonable de las reservas adicionales necesarias para satisfacer la obligación. SDG&E y SoCalGas balancean los costos e ingresos asociados con el programa de GHG a través de cuentas de balanceo reglamentario. Sempra Infrastructure registra el costo de las obligaciones de GHG en el costo de ventas. Eliminamos los activos y pasivos de los balances a medida que se entregan los derechos.

CERTIFICADOS DE ENERGÍA RENOVABLE

Los REC son derechos energéticos establecidos por agencias gubernamentales para la promoción ambiental y social de la generación de electricidad renovable. Un REC, y sus atributos y beneficios asociados, se pueden vender por separado de la electricidad física subyacente asociada con una fuente de generación renovable en ciertos mercados.

Los vendedores minoristas de electricidad obtienen RECs a través de PPA de energía renovable, generación interna o compras separadas en el mercado para cumplir con el Programa RPS establecido por las agencias gubernamentales. Las REC 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 REC en SDG&E, que es recuperable en tarifas, se registra en Costo de Combustible Eléctrico y Potencia Comprada en los Estados de Resultados.

FONDO CONTRA INCENDIOS FORESTALES

En julio de 2019 se promulgó la Legislación de Incendios Forestales para abordar ciertas cuestiones relacionadas con los catastróficos incendios forestales en California y su impacto en las IOU eléctricas. Las empresas de servicios públicos de distribución de gas propiedad de inversionistas, como SoCalGas, no están cubiertas por esta legislación. Las cuestiones abordadas incluyen la mitigación de incendios forestales, las normas y requisitos de recuperación de costos, un fondo para incendios forestales, un tope a la responsabilidad y el establecimiento de un consejo de seguridad contra incendios forestales.

La Legislación de Incendios Forestales estableció una norma legal revisada para la recuperación de los costos de incendios forestales (Norma Revisada de Administración Prudente) y estableció un fondo (el Fondo contra Incendios Forestales) diseñado para proporcionar liquidez a SDG&E, PG&E y Edison para pagar reclamaciones relacionadas con incendios forestales de IOU en caso de que la agencia gubernamental responsable de determinar la causa determine que el equipo del IOU que corresponda causó el inicio de un incendio forestal, se excede la cobertura del seguro principal y ciertas otras condiciones sean satisfechas. Un propósito principal del Fondo contra Incendios Forestales es reunir recursos proporcionados por accionistas y contribuyentes de las IOU y poner esos recursos a disposición para reembolsar a las IOU por reclamaciones de incendios forestales de terceros incurridas después del 12 de julio de 2019, fecha de entrada en vigor de la Legislación de Incendios Forestales, sujeto a ciertas limitaciones.

Una IOU puede solicitar el pago del Fondo contra Incendios Forestales por reclamaciones de daños a terceros liquidadas o adjudicadas derivadas de ciertos incendios forestales que superen, de forma agregada en un año calendario, el mayor de \$1.0 mil millones de dólares o la cantidad requerida de cobertura de seguros de la IOU, según lo recomendado por el administrador del

Fondo contra Incendios Forestales. Los reclamos de incendios forestales aprobados por el administrador del Fondo contra Incendios Forestales serán pagados por el Fondo contra Incendios Forestales a la IOU en la medida en que los fondos estén disponibles. Estos fondos utilizados estarán sujetos a revisión por la CPUC, que determinará en qué medida la conducta de una IOU relacionada con la ignición de un incendio forestal fue prudente o imprudente. La Norma Revisada de Administración Prudente requiere que la CPUC aplique normas claras al revisar las pérdidas por responsabilidad por incendios forestales pagadas al determinar la razonabilidad de la conducta de una IOU relacionada con una ignición. Bajo esta norma, la conducta bajo revisión relacionada con la ignición puede incluir factores dentro y más allá del control de la IOU, incluyendo humedad, temperatura y vientos. Los costos y gastos pueden ser asignados para la recuperación de costos en su totalidad o en parte. Además, bajo esta norma, la conducta de una IOU será considerada razonable si en el momento de la ignición está vigente una certificación de seguridad anual válida, a menos que se presente una duda seria, en cuyo caso la carga se traslada a la empresa de servicios públicos para disipar esa duda. Las IOU recibirán una certificación de seguridad anual de OEIS si cumplen varios requisitos.

Si una IOU ha mantenido una certificación de seguridad anual válida, en la medida en que se le considere imprudente, las reclamaciones serán reembolsables por la IOU al Fondo contra Incendios Forestales hasta un límite con base en la tarifa base de la IOU. El requisito agregado de reembolsar al Fondo contra Incendios Forestales durante un período final de tres años calendario está limitado al 20% de la porción de capital de la tarifa base de una IOU de transmisión y distribución eléctrica en el año de la determinación prudencial. Con base en su tarifa base de 2023, el límite de responsabilidad para SDG&E es de aproximadamente \$1.3 mil millones de dólares, lo que se ajusta anualmente. El límite de responsabilidad se aplicará a tres años, siempre que se reciban las futuras certificaciones anuales de seguridad y no se haya extinguido el Fondo contra Incendios Forestales, lo que podría ocurrir si se agotan los fondos. Los montos en exceso del límite de responsabilidad y los montos que se determine que se incurren de forma prudencial no necesitan ser reembolsados por una 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 contra Incendios Forestales y se extinga Fondo contra Incendios Forestales, en cuyo caso, los fondos restantes, si los hubiera, serán transferidos al fondo general de California para ser usados para programas de mitigación de riesgo de incendio.

En octubre de 2023, la OEIS aprobó el plan de mitigación de incendios forestales 2023-2025 de SDG&E, el cual permanecerá vigentes hasta que la OEIS apruebe un nuevo plan. SDG&E recibió de la OEIS su certificación anual de seguridad contra incendios forestales, en diciembre de 2023.

El Fondo contra Incendios Forestales fue financiado inicialmente con hasta \$10.5 mil millones de dólares por un préstamo del Fondo de Inversión de Excedente de Dinero de California. El préstamo se financia mediante un bono DWR, que se puso en marcha en octubre de 2020 y se bursatiliza mediante un cargo especial sobre las facturas de los contribuyentes atribuibles al DWR. En octubre de 2019, la CPUC adoptó una decisión que autorizaba un cargo no eludible a ser recaudado por las IOU para apoyar la emisión anticipada de bonos DWR autorizados por AB 1054. La decisión de la CPUC también determinó que los contribuyentes de corporaciones eléctricas no participantes no pagarán el cargo no eludible.

El Fondo contra Incendios Forestales también fue financiado por las contribuciones iniciales de los accionistas de las IOU por un total de \$7.5 mil millones de dólares. La participación de SDG&E fue de \$322.5 millones de dólares. Las IOU también están obligadas a hacer contribuciones anuales de los accionistas al Fondo contra Incendios Forestales con un valor agregado de \$3 mil millones de dólares durante un período de 10 años a partir de 2019. La participación de SDG&E es de \$129 millones de dólares. Las contribuciones no están sujetas a una recuperación a través de tarifas.

Activo y Obligación del Fondo contra Incendios Forestales

En 2019, SDG&E registró tanto un activo del Fondo contra Incendios Forestales como una obligación relacionada por su compromiso de hacer contribuciones de accionistas de \$451.5 millones de dólares al Fondo contra Incendios Forestales. SDG&E pagó su contribución inicial de \$322.5 millones de dólares al Fondo contra Incendios Forestales en septiembre de 2019. SDG&E financió esta contribución con recursos de una contribución de capital de Sempra. SDG&E espera continuar haciendo contribuciones anuales de accionistas de \$12.9 millones de dólares hasta el 31 de diciembre de 2028. SDG&E está acumulando el valor actual de la obligación del Fondo contra Incendios Forestales hasta que se liquide la obligación.

SDG&E está amortizando el activo del Fondo contra Incendios Forestales en una base línea recta durante el período estimado de beneficio, ajustado para su utilización por las IOU. El período estimado de beneficio del activo del Fondo contra Incendios Forestales es de 15 años y se basa en varios supuestos, entre los que se incluye, pero no se limita a:

- la experiencia histórica de incendios forestales de cada IOU en California, incluyendo la frecuencia y severidad de los incendios forestales
- el valor de la propiedad potencialmente dañada por los incendios forestales
- la eficacia de los esfuerzos de mitigación del riesgo de incendios forestales por cada IOU

- el límite de responsabilidad de cada IOU
- los niveles de determinación prudencial de la IOU
- los niveles de asignación jurisdiccional de FERC
- los niveles de cobertura de seguros

El uso de diferentes suposiciones, o cambios en las suposiciones utilizadas, 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 del Fondo contra Incendios Forestales basándose en la experiencia real y en los cambios en estas suposiciones. SDG&E reconoce una reducción de su activo del Fondo contra Incendios Forestales y registra un cargo contra ganancias en el período en que hay una reducción de la cobertura disponible debido a reclamaciones recuperables de cualquiera de las IOU participantes. Las reclamaciones de incendios forestales recuperables del Fondo contra Incendios Forestales, neto del reembolso anticipado o real al Fondo contra Incendios Forestales por parte de la IOU responsable, disminuyen el activo del Fondo contra Incendios Forestales y la cobertura disponible restante.

La siguiente tabla resume la ubicación de los balances relacionados con el Fondo contra Incendios Forestales en los Balances Generales Consolidados de Sempra y SDG&E.

FONDO CONTRA INCENDIOS FORESTALES			
<i>(En millones de dólares)</i>			
		31 de diciembre de	
Ubicación		2023	2022
Activo del Fondo contra Incendios Forestales:			
Circulante	Gastos pagados por anticipado	\$ 28	\$ 29
No circulante	Fondo contra Incendios Forestales	269	303
Obligación del Fondo contra Incendios Forestales:			
Circulante	Otros Pasivos Circulantes	13	13
No circulante	Créditos Diferidos y Otros	42	53

PAGARÉ POR COBRAR

En noviembre de 2021, Sempra prestó \$300 millones de dólares a KKR Pinnacle a cambio de un pagaré que devenga intereses que vence completamente a más tardar en octubre de 2029 y devenga intereses compuestos a 5% por año, el cual puede ser pagado trimestralmente o añadido al monto de principal debido a elección de KKR Pinnacle. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, Otros Activos de Largo Plazo incluye \$332 millones de dólares y \$316 millones de dólares, respectivamente, de principal, intereses compuestos y costos de transacción no amortizados, neto de reservas para pérdidas crediticias en los Balances Generales Consolidados de Sempra.

ACTIVOS DE LARGA DURACIÓN

Probamos la capacidad de recuperación de activos de larga duración siempre que se hayan producido eventos o cambios en circunstancias que puedan afectar a la capacidad de recuperación o a la vida útil estimada de activos de larga duración. Los activos de larga duración incluyen activos intangibles sujetos a amortización, pero no incluyen inversiones en entidades no consolidadas. Un activo de larga duración puede verse afectado cuando los futuros flujos de efectivo no descontados estimados sean inferiores al valor en libros del activo. Si esa comparación indica que el valor en libros del activo puede no ser recuperable, el deterioro se mide en función de la diferencia entre el valor 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.

CRÉDITO MERCANTIL Y OTROS ACTIVOS INTANGIBLES

Crédito mercantil

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 anualmente el 1 de octubre o cuando acontecimientos o cambios en las circunstancias requieren una evaluación. Si el valor en

libros de la unidad informante, incluido el crédito mercantil, excede su valor razonable, registramos una pérdida por deterioro del crédito mercantil como el exceso del valor en libros de una unidad informante sobre su valor razonable, sin exceder el valor en libros del crédito mercantil.

Para nuestras pruebas anuales de deterioro del crédito mercantil, tenemos la opción de realizar primero una evaluación cualitativa de si es más probable que no que el valor razonable de una unidad informante sea inferior a su valor en libros antes de aplicar la prueba cuantitativa de deterioro del crédito mercantil. Si optamos por realizar la evaluación cualitativa, evaluamos los acontecimientos y circunstancias relevantes, incluyendo, pero no limitado a, las condiciones macroeconómicas, las consideraciones de la industria y del mercado, los factores de costo y el desempeño financiero general de la unidad informante. Si, después de evaluar estos factores cualitativos, determinamos que es más probable que no que el valor razonable de una unidad informante sea menor que su valor en libros, entonces realizamos la prueba cuantitativa de deterioro del crédito mercantil. Si, después de realizar la prueba cuantitativa de deterioro del crédito mercantil, determinamos que el crédito mercantil está deteriorado, registramos el monto del deterioro del crédito mercantil como el exceso del valor en libros de una unidad informante sobre su valor razonable, sin exceder el valor en libros del crédito mercantil.

El crédito mercantil de \$1,602 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023 y 2022 se refiere a las adquisiciones de 2016 de IEnova Pipelines y las instalaciones de generación de energía eólica Ventika en Sempra Infrastructure.

Otros Activos Intangibles

Otros Activos Intangibles incluidos en los Balances Generales Consolidados de Sempra son los siguientes:

OTROS ACTIVOS INTANGIBLES			
<i>(En millones de dólares)</i>			
	Período de amortización (años)	31 de diciembre de	
		2023	2022
Sempra:			
Permisos de transmisión y consumo de energía renovable	15 a 19	\$ 169	\$ 169
Contratos O&M	23	66	66
ESJ PPA	14	190	190
Otros	10 a indefinido	15	15
		440	440
Menos amortizaciones acumuladas:			
Permisos de transmisión y consumo de energía renovable		(59)	(50)
Contratos O&M		(17)	(15)
ESJ PPA		(37)	(23)
Otros		(9)	(8)
		(122)	(96)
		\$ 318	\$ 344

Otros Activos Intangibles al 31 de diciembre de 2023 incluyen principalmente:

- permisos de transmisión y consumo de energía renovable previamente otorgados por la CRE en las instalaciones de generación de energía eólica de Ventika, Don Diego Solar y Border Solar;
- un contrato O&M favorable adquirido en relación con la adquisición de Ductos y Energéticos del Norte, S. de R.L. de C.V.; y
- el valor razonable relativo de la PPA que fue adquirido en relación con la adquisición de ESJ.

Los activos intangibles sujetos a amortización se amortizan a lo largo de su vida útil estimada. El gasto de amortización de los activos intangibles fue de \$26 millones de dólares (incluyendo \$13.5 millones de dólares registrados contra ingresos) en 2023 y en 2022, y \$22 millones de dólares (incluyendo \$10 millones de dólares registrados contra ingresos) en 2021. Estimamos que el gasto de amortización por cada uno de los próximos cinco años será de \$26 millones de dólares por año (incluyendo \$13.5 millones de dólares por año registrados contra ingresos).

PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

PP&E se registra al costo y representa principalmente los edificios, equipos y otras instalaciones utilizadas por SDG&E y SoCalGas para proporcionar servicios de gas natural y electricidad, y por los negocios Otros Sempra en sus operaciones, incluyendo trabajos de construcción en curso, mejoras en propiedades arrendadas y otros equipos. Nuestros costos de planta incluyen mano de obra, materiales y servicios por contrato y gastos por piezas de reemplazo incurridos durante una interrupción de una planta por mantenimiento importante. Además, el costo de la planta de servicios públicos en nuestros negocios de tarifas reglamentarias y PP&E bajo proyectos reglamentados que cumplen con los requisitos reglamentarios de contabilidad de los U.S. GAAP incluye AFUDC. El costo de PP&E para nuestros proyectos no regulados incluye intereses capitalizados. Los costos de mantenimiento se contabilizan como incurridos. El costo de la mayoría de los activos depreciables retirados de la planta de servicios públicos menos el valor de rescate se carga a la depreciación acumulada. Describimos los activos otorgados en garantía para valores para ciertos endeudamientos en la Nota 7.

PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO POR CATEGORÍA FUNCIONAL PRINCIPAL

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de		Tasas de depreciación para los años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2023	2022	2021
SDG&E:					
Operaciones de gas natural	\$ 4,175	\$ 3,707	2.60 %	2.57 %	2.55 %
Distribución eléctrica	11,597	10,271	4.05	3.94	3.93
Transmisión eléctrica ⁽¹⁾	8,504	8,061	3.04	3.03	3.02
Generación eléctrica	2,515	2,461	5.18	5.11	4.74
Otros eléctricos	2,507	2,211	7.05	7.03	7.23
Trabajos de construcción en curso ⁽¹⁾	1,620	1,863	N/A	N/A	N/A
Total SDG&E	30,918	28,574			
SoCalGas:					
Operaciones de gas natural	25,506	23,646	3.64	3.57	3.65
Otros no relacionados con servicios públicos	50	50	1.03	1.54	2.23
Trabajos de construcción en curso	1,469	1,362	N/A	N/A	N/A
Total SoCalGas	27,025	25,058			
Otros Sempra⁽²⁾:					
			Vida útil estimada	Vida útil promedio ponderada	
Inmuebles y derechos inmobiliarios	488	476	16 a 44 años ⁽³⁾	37	
Maquinaria y equipo:					
Gasoductos y almacenamiento	3,883	3,813	41 a 49 años	42	
Plantas generadoras	1,815	1,803	11 a 28 años	26	
Terminal de LNG	1,139	1,138	43 años	43	
Terminales de productos refinados	656	643	38 años	38	
Otros	346	344	1 a 21 años	15	
Trabajos de construcción en curso	5,930	1,757	N/A	N/A	
Otros	295	287	2 a 34 años	15	
	14,552	10,261			
Total Sempra	\$ 72,495	\$ 63,893			

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023, incluye \$554 en activos de transmisión eléctrica y \$7 en trabajos de construcción en curso relacionados con la participación de 86% 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, tiene su interés indiviso como inquilino en común en la propiedad. Cada propietario es responsable de su participación en el proyecto y participa en las decisiones relativas a operaciones y gastos de capital. La participación de SDG&E en los gastos de funcionamiento se incluye en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra y SDG&E.

⁽²⁾ Incluye \$310 y \$246 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, de la planta de servicios públicos, principalmente gasoductos y otros activos de distribución en Ecogas.

⁽³⁾ Vidas útiles estimadas para los derechos inmobiliarios.

El gasoducto de Sonora de Sempra Infrastructure consta de dos segmentos, el segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas y el segmento Guaymas-El Oro. Cada segmento tiene su propio acuerdo de servicio con la CFE. Tras el inicio de las operaciones comerciales del segmento Guaymas-El Oro, Sempra Infrastructure reportó daños al gasoducto en el territorio Yaqui, lo cual ha hecho inoperable esa sección desde agosto de 2017. Sempra Infrastructure y la CFE han acordado un convenio modificatorio a su contrato de servicios de transporte y a proceder con un redireccionamiento de una porción del gasoducto, en donde la CFE pagaría por el redireccionamiento con una nueva tarifa. Este convenio modificatorio terminaría si ciertas condiciones no son satisfechas, y Sempra Infrastructure se reserva el derecho de rescindir el contrato y tratar de recuperar sus costos razonables y documentados además de sus pérdidas de utilidades. Sempra Infrastructure continúa con la adquisición y búsqueda de los derechos de paso y permisos para la porción redireccionada del gasoducto. Al 31 de diciembre de 2023, Sempra Infrastructure tenía \$411 millones de dólares en PP&E, neto, relacionados con el segmento Guaymas-El Oro del ducto de Sonora del gasoducto de Sonora, el cual podría estar sujeto a deterioro si Sempra Infrastructure es incapaz de redirigir una porción del gasoducto y reanudar las operaciones, o si Sempra Infrastructure da por terminado el contrato y no puede obtener recuperación.

Los gastos de depreciación se calculan utilizando el método de línea recta durante la vida útil compuesta estimada del activo, el período prescrito por la CPUC para SDG&E y SoCalGas, o el plazo restante de los arrendamientos del sitio, el que sea más corto.

GASTOS DE DEPRECIACIÓN

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra	\$ 2,202	\$ 1,995	\$ 1,833
SDG&E	1,092	977	884
SoCalGas	833	755	711

DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN ACUMULADAS

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
SDG&E:		
Depreciación acumulada:		
Operaciones de gas natural	\$ 1,048	\$ 979
Transmisión, distribución y generación eléctrica ⁽¹⁾	6,321	5,789
Total SDG&E	7,369	6,768
SoCalGas:		
Depreciación acumulada:		
Operaciones de gas natural	7,835	7,291
Otros no relacionados con servicios públicos	17	17
Total SoCalGas	7,852	7,308
Otros Sempra:		
Depreciación acumulada – otra ⁽²⁾	2,314	2,035
Total Sempra	\$ 17,535	\$ 16,111

⁽¹⁾ Incluye \$323 al 31 de diciembre de 2023 relacionados con la participación de 86% de SDG&E en la línea de transmisión Southwest Powerlink, propiedad conjunta de SDG&E y otras empresas de servicios públicos.

⁽²⁾ Incluye \$82 y \$65 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, de depreciación acumulada para la planta de servicios públicos de Ecogas.

SDG&E y SoCalGas financian proyectos de construcción con fondos de deuda y capital. La CPUC y la FERC permiten la recuperación del costo de estos fondos mediante la capitalización de AFUDC, calculada a partir de las tarifas autorizadas por la CPUC y la FERC, como componente de costos de PP&E. SDG&E y SoCalGas ganan un retorno sobre el AFUDC capitalizado después de que la propiedad de la empresa se pone en servicio y recupera el AFUDC de sus clientes durante las vidas útiles esperadas de los activos.

Los proyectos de gasoductos en construcción por Sempra Infrastructure que están sujetos a ciertas regulaciones y cumplen con los requisitos de contabilidad reglamentaria de U.S. GAAP registran el impacto de AFUDC.

Capitalizamos los costos de interés incurridos para financiar proyectos de capital e intereses en inversiones por el método de participación capital que no han comenzado operaciones principales planificadas.

La siguiente tabla resume los costos de financiamiento capitalizados, que comprenden el AFUDC y los intereses capitalizados.

COSTOS FINANCIEROS CAPITALIZADOS

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra	\$ 448	\$ 255	\$ 217
SDG&E	116	116	106
SoCalGas	77	73	64

OBLIGACIONES DE RETIRO DE ACTIVOS

Para los activos tangibles de larga duración, se registran las ARO por el valor actual de las obligaciones de los costos futuros en que se espera que se incurra cuando los activos se retiren de servicio si el proceso de retiro es legalmente requerido 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 desempeño está condicionado a un evento futuro. Registramos el costo de retiro al momento que el activo es puesto en servicio utilizando el valor presente de la obligación en ese momento, reconocemos ese costo a lo largo de la vida del activo relacionado depreciando el costo de retiro del activo y acumulando la obligación hasta que se liquida el pasivo. Nuestras entidades con tarifas reglamentarias 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 establecimiento de tarifas.

Hemos registrado AROs relacionados con diversos activos, entre los que se incluyen:

SDG&E y SoCalGas

- tanques de combustible y almacenamiento
- sistemas de transmisión y distribución de gas natural
- instalaciones de almacenamiento de desechos peligrosos
- 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

Otros Sempra

- instalación de LNG
- sistemas de transmisión y distribución de gas natural
- instalaciones de almacenamiento
- terminales de productos refinados
- plantas de generación de energía

Los cambios en las AROs son los siguientes:

CAMBIOS EN LAS OBLIGACIONES DE RETIRO DE ACTIVOS

(En millones de dólares)

	Sempra			SDG&E			SoCalGas		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Balance al 1 de enero ⁽¹⁾	\$ 3,712	\$ 3,538	\$ 3,289	\$ 887	\$ 890	\$ 876	\$ 2,743	\$ 2,582	\$ 2,368
Gastos de acrecentamiento	148	141	133	37	37	38	106	101	92
Pasivos incurridos y adquiridos	18	21	20	15	6	2	—	—	—
Pagos	(62)	(57)	(63)	(59)	(54)	(60)	(3)	(3)	(3)
Revisiones ⁽²⁾	15	69	159	14	8	34	1	63	125
Balance al 31 de diciembre ⁽¹⁾	\$ 3,831	\$ 3,712	\$ 3,538	\$ 894	\$ 887	\$ 890	\$ 2,847	\$ 2,743	\$ 2,582

⁽¹⁾ La parte actual de la ARO correspondiente a Sempra se incluye en Otros Pasivos Circulantes de los Balances Generales Consolidados.

⁽²⁾ El cambio de la ARO de SDG&E en 2022 y 2021 incluye \$1 y \$22, respectivamente, debido a una estimación revisada, que se compensa en Pasivos Reglamentarios y Activos Reglamentarios no circulantes, respectivamente, en los Balances Generales Consolidados.

CONTINGENCIAS

Acumulamos pérdidas por los impactos estimados de varias condiciones, situaciones o circunstancias que involucran resultados inciertos. Para contingencias de pérdidas, acumulamos la pérdida si un evento ha ocurrido en o antes de la fecha del Balance General y si:

- 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
- la cantidad de la pérdida o un rango de posibles pérdidas puede ser razonablemente estimado.

No acumulamos contingencias que puedan resultar en ganancias. Evaluamos las contingencias para demandas, la remediación ambiental y otros acontecimientos.

UTILIDAD INTEGRAL

La utilidad integral incluye todos los cambios en el capital de un negocio empresarial (excepto los resultantes de las inversiones de los propietarios y las distribuciones a los propietarios), incluidos:

- ajustes de conversión de divisas
- algunas actividades de cobertura
- cambios en la ganancia o pérdida actuarial neta no amortizada y en el costo del servicio previo relacionado con los planes de pensiones y planes PBOP

Los Estados Consolidados de Utilidad (Pérdida) Integral muestran los cambios en los componentes de la OCI, incluyendo las cantidades atribuibles al NCI. En las siguientes tablas se presentan los cambios en la AOCI por componentes y los montos reclasificados de la AOCI a utilidad, después de las cantidades atribuibles al NCI.

CAMBIOS EN OTRA UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL ACUMULADA POR COMPONENTE⁽¹⁾

(En millones de dólares)

	Ajustes de conversión de divisas	Instrumentos financieros	Pensiones y PBOP	Total AOCI
Sempra:				
Balance al 31 de diciembre de 2020	\$ (64)	\$ (331)	\$ (105)	\$ (500)
OCI antes de las reclasificaciones ⁽²⁾	(34)	62	8	36
Cantidades reclasificadas de AOCI ⁽³⁾	19	113	14	146
OCI Neto ⁽²⁾⁽³⁾	(15)	175	22	182
Balance al 31 de diciembre de 2021	(79)	(156)	(83)	(318)
OCI antes de las reclasificaciones	10	147	(11)	146
Cantidades reclasificadas de AOCI ⁽⁴⁾	10	19	8	37
OCI Neto ⁽⁴⁾	20	166	(3)	183
Balance al 31 de diciembre de 2022	(59)	10	(86)	(135)
OCI antes de las reclasificaciones	23	59	(35)	47
Cantidades reclasificadas de AOCI ⁽⁵⁾	—	(66)	4	(62)
OCI Neto ⁽⁵⁾	23	(7)	(31)	(15)
Balance al 31 de diciembre de 2023	\$ (36)	\$ 3	\$ (117)	\$ (150)
SDG&E:				
Balance al 31 de diciembre de 2020			\$ (10)	\$ (10)
OCI antes de las reclasificaciones			(1)	(1)
Cantidades reclasificadas de AOCI			1	1
OCI Neto			—	—
Balance al 31 de diciembre de 2021			(10)	(10)
OCI antes de las reclasificaciones			2	2
Cantidades reclasificadas de AOCI			1	1
OCI Neto			3	3
Balance al 31 de diciembre de 2022			(7)	(7)
OCI antes de las reclasificaciones			(2)	(2)
Cantidades reclasificadas de AOCI			1	1
OCI Neto			(1)	(1)
Balance al 31 de diciembre de 2023			\$ (8)	\$ (8)
SoCalGas:				
Balance al 31 de diciembre de 2020		\$ (13)	\$ (18)	\$ (31)
OCI antes de las reclasificaciones		—	(2)	(2)
Cantidades reclasificadas de AOCI		—	2	2
OCI Neto		—	—	—
Balance al 31 de diciembre de 2021		(13)	(18)	(31)
OCI antes de las reclasificaciones		—	4	4
Cantidades reclasificadas de AOCI		1	2	3
OCI Neto		1	6	7
Balance al 31 de diciembre de 2022		(12)	(12)	(24)
OCI antes de las reclasificaciones		—	(1)	(1)
Cantidades reclasificadas de AOCI		1	1	2
OCI Neto		1	—	1
Balance al 31 de diciembre de 2023		\$ (11)	\$ (12)	\$ (23)

⁽¹⁾ Todos los montos son netos de impuestos, si están sujetos a impuestos, y después de NCIs.

⁽²⁾ El AOCI total incluye \$(28) de ajustes por conversión en tipos de cambio y \$(16) de instrumentos financieros asociados a las ofertas de cambio y de efectivo de IEnova en 2021. Discutimos estas operaciones en la Nota 14 en "Participaciones no Controladoras – Subsidiarias de SI Partners". Estas operaciones no afectaron el Estado Consolidado de Utilidad (Pérdida) Integral.

⁽³⁾ El AOCI total incluye \$19 de ajustes por conversión de tipos de cambio y \$47 por instrumentos financieros asociados con la venta del NCI a KKR Pinnacle en 2021. Discutimos esta operación en la Nota 14 en "Participaciones no Controladoras – Subsidiarias de SI Partners". Esta operación no afectó el Estado Consolidado de Utilidad (Pérdida) Integral.

⁽⁴⁾ El AOCI total incluye \$9 de ajustes por conversión de tipos de cambio asociados a la venta de NCI a ADIA en 2022. Discutimos esta operación en la Nota 14 en "Participaciones no Controladoras – Subsidiarias de SI Partners". Esta operación no afectó el Estado Consolidado de Utilidad (Pérdida) Integral.

⁽⁵⁾ El AOCI total incluye \$(46) de instrumentos financieros asociados a la venta de NCI a KKR Denali en 2023, lo cual discutimos en la Nota 14 en "Participaciones no Controladoras – Subsidiarias de SI Partners". Esta operación no afectó el Estado Consolidado de Utilidad (Pérdida) Integral.

RECLASIFICACIONES DE OTRAS UTILIDADES (PÉRDIDAS) INTEGRALES ACUMULADAS

(En millones de dólares)

Detalles acerca de componentes AOCI	Cantidades reclasificadas de AOCI			Partida afectada en los Estados Consolidados Condensados de Resultados
	Años terminados al 31 de diciembre de			
	2023	2022	2021	
Sempra:				
Ajustes por conversión de tipos de cambio	\$ —	\$ 1	\$ —	Operación y Mantenimiento
Instrumentos financieros:				
Instrumentos de tasa de interés	\$ 1	\$ 1	\$ 11	Gasto por intereses
Instrumentos de tasa de interés	(48)	29	73	Participación en Utilidades ⁽¹⁾
Instrumentos de divisas	1	(1)	1	Ingresos: Negocios Relacionados con la Energía
	2	1	—	Otra Utilidad, Neta
Instrumentos de divisas	2	—	—	Participación en Utilidades ⁽¹⁾
Instrumentos de tasa de interés y divisas	(1)	(2)	1	Gasto por intereses
	(6)	(12)	6	Otra Utilidad, Neta
Total antes de impuesto	(49)	16	92	
	6	(6)	(24)	Gasto por impuesto
Total neto de impuesto	(43)	10	68	
	23	9	(2)	Utilidad Atribuible a Participación No Controladora
Total neto de impuesto y después de NCI	\$ (20)	\$ 19	\$ 66	
Pensiones y PBOP ⁽²⁾ :				
Amortización de pérdidas actuariales	\$ 3	\$ 7	\$ 8	Otra Utilidad, Neta
Amortización de costo de servicios anteriores	2	4	4	Otra Utilidad, Neta
Cargos por liquidación	—	—	7	Otra Utilidad, Neta
Total antes de impuesto	5	11	19	
	(1)	(3)	(5)	Gasto por impuesto
Total neto de impuesto	\$ 4	\$ 8	\$ 14	
Total de reclasificaciones para el período neto de impuestos y después de NCI				
	\$ (16)	\$ 28	\$ 80	
SDG&E:				
Pensiones y PBOP ⁽²⁾ :				
Amortización de pérdidas actuariales	\$ —	\$ 1	\$ —	Otra Utilidad, Neta
Amortización de costo de servicios anteriores	1	—	1	Otra Utilidad, Neta
Total de reclasificaciones para el período neto de impuesto	\$ 1	\$ 1	\$ 1	
SoCalGas:				
Instrumentos financieros:				
Instrumentos de tasa de interés	\$ 1	\$ 1	\$ —	Gasto por intereses
Pensiones y PBOP ⁽²⁾ :				
Amortización de pérdidas actuariales	\$ 1	\$ 2	\$ 1	Otro Gasto, Neto
Amortización de costo de servicios anteriores	1	1	1	Otro Gasto, Neto
Total antes de impuesto	2	3	2	
	(1)	(1)	—	Beneficio (Gasto) por impuesto
Total neto de impuesto	\$ 1	\$ 2	\$ 2	
Total de reclasificaciones para el período neto de impuesto				
	\$ 2	\$ 3	\$ 2	

⁽¹⁾ Las participaciones en utilidades en nuestras inversiones por el método de participación en capital se reconocen después de impuestos.

⁽²⁾ Los montos se incluyen en el cálculo del costo por beneficios periódicos neto (véase "Costo por Beneficios Periódicos Neto" en la Nota 9).

INGRESOS

Véase la Nota 3 para una descripción de las políticas contables significativas para los ingresos.

GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La Operación y Mantenimiento incluye O&M y costos generales y administrativos, que consisten principalmente en costos de personal, materiales y servicios comprados, seguros, alquileres, reservas para pérdidas de crédito esperadas y gastos de litigio (excepto para gastos de litigio incluidos en Litigio de Aliso Canyon y Asuntos Reglamentarios).

HONORARIOS LEGALES

Los honorarios legales que se asocian con un acontecimiento pasado para el cual se ha registrado un pasivo se acumulan cuando es probable que los honorarios también se incurran y los montos sean estimables.

TRANSACCIONES Y CONVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA

Nuestra empresa de servicios públicos de distribución de gas natural en México, Ecogas, utiliza su moneda local como moneda funcional. Los activos y pasivos de sus operaciones en el extranjero se convierten a dólares estadounidenses a tipos de cambio circulante al final del período de referencia, y los ingresos y gastos se convierten a tipos de cambio promedio para el año. Los ajustes de conversión no en efectivo resultantes no entran en el cálculo de las ganancias o las ganancias retenidas sino que se reflejan en la OCI y AOCI.

Los flujos de efectivo de esta subsidiaria extranjera consolidada se convierten en dólares estadounidenses utilizando tipos de cambio promedio para el período. Reportamos el efecto de las variaciones de los tipos de cambio en los balances de efectivo mantenidos en monedas extranjeras en el Efecto de las Variaciones de los Tipos de Cambio en Efectivo, Equivalentes de Efectivo y Efectivo Restringido en los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo de Sempra.

Las ganancias (pérdidas) por conversiones en moneda extranjera en una moneda distinta de la moneda funcional de Sempra Infrastructure fueron de \$2 millones de dólares, \$(24) millones de dólares y \$(18) millones de dólares para los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente, y se incluyen en Otra Utilidad, Neta, en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra.

OTRA UTILIDAD NETA

Otra Utilidad, Neta, en los Estados Consolidados de Resultados consiste en lo siguiente:

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
OTRA ÚTILIDAD (GASTO) NETA			
<i>(En millones de dólares)</i>			
Sempre:			
Reserva para fondos de capital utilizados durante construcción	\$ 140	\$ 143	\$ 133
Ganancias (pérdidas) de inversión, neta ⁽¹⁾	28	(42)	50
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de tasa de interés y cambiarios, neto	4	11	(28)
Pérdidas por conversiones de divisas, neto ⁽²⁾	2	(24)	(18)
Componentes no relacionados con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(106)	(59)	(67)
Intereses en cuentas reglamentarias de balanceo, neto	79	26	6
Otros menores, neto	(16)	(31)	(18)
Total	\$ 131	\$ 24	\$ 58
SDG&E:			
Reserva para fondos de capital utilizados durante construcción	\$ 86	\$ 88	\$ 81
Componentes no relacionados con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(19)	(11)	(13)
Intereses en cuentas reglamentarias de balanceo, neto	42	18	6
Otros menores, neto	(12)	(3)	(10)
Total	\$ 97	\$ 92	\$ 64
SoCalGas:			
Reserva para fondos de capital utilizados durante construcción	\$ 54	\$ 55	\$ 48
Componentes no relacionados con el servicio del costo neto de beneficio periódico	(80)	(42)	(40)
Intereses en cuentas reglamentarias de balanceo, neto	37	8	—
Otros menores, neto	(15)	(29)	(22)
Total	\$ (4)	\$ (8)	\$ (14)

⁽¹⁾ Representa ganancias (pérdidas) de inversión netas en activos dedicados en apoyo de nuestros planes de retiro ejecutivo y de compensación diferida. Estos montos se compensan por cambios correspondientes en el gasto por compensación relacionado con los planes, registrado en O&M en los Estados Consolidados de Resultados.

⁽²⁾ Incluye pérdidas de \$11 y \$23 en 2022 y 2021, respectivamente, de conversiones a dólares de los EE.UU. de un préstamo denominado en pesos mexicanos a IMG, que se compensan por montos correspondientes incluidos en Participación en Utilidades en los Estados Consolidados Condensados de Resultados.

IMPUESTOS A LA UTILIDAD

El gasto de impuestos incluye los impuestos actuales y diferidos. Se registran los impuestos diferidos por diferencias temporales entre el libro y la base fiscal de los activos y pasivos. Los créditos de impuestos de inversión de años anteriores generalmente se amortizan a utilidad por SDG&E y SoCalGas a lo largo de la vida útil estimada de las propiedades, según lo requerido por la CPUC. Sin embargo, en 2023, se amplió el alcance de los proyectos elegibles para créditos fiscales a la inversión para incluir proyectos de almacenamiento de energía autónomos, que son transferibles en virtud de la IRA. La IRA también prevé una opción que permite que los créditos fiscales a la inversión relacionados con proyectos de almacenamiento de energía autónomos se devuelvan a los clientes de la empresa de servicios públicos durante un periodo inferior a la vida útil del activo aplicable. En virtud de esta elección, SDG&E registra un pasivo regulatorio para compensar estos créditos fiscales a la inversión, lo que reduce tanto el ETR de SDG&E como el de Sempra.

Según el tratamiento contable reglamentario requerido para diferencias temporales de flujo, los Registrantes reconocen:

- los activos reglamentarios para compensar pasivos de impuestos diferidos si es probable que las cantidades sean recuperadas de los clientes; y
- los pasivos reglamentarios para compensar los activos de impuestos diferidos si es probable que las cantidades sean devueltas a los clientes.

Cuando existen incertidumbres relacionadas con los beneficios potenciales del impuesto, la posición que tomamos tiene que tener al menos una oportunidad más probable que no de ser sostenida (basada en los méritos técnicos de la posición) ante el desafío de

las autoridades respectivas para poder calificar para el reconocimiento. El término “más probable que no” significa una probabilidad de más del 50%. De lo contrario, es posible que no reconozcamos ninguno de los beneficios fiscales potenciales asociados con la posición. Reconocemos un beneficio para una posición fiscal que cumpla con el criterio más probable que no en la mayor cantidad de beneficio fiscal que es mayor que el 50% probable de ser realizado con su resolución efectiva.

Los beneficios no reconocidos del impuesto implican el juicio de la administración sobre la probabilidad de que el beneficio sea sostenido. La resolución final de las posiciones impositivas inciertas podría dar lugar a ajustes en los importes registrados y podría afectar a nuestro ETR.

Acumulamos impuestos en la medida en que pretendemos repatriar efectivo a los Estados Unidos de nuestras operaciones internacionales continuas. Actualmente no se registran impuestos diferidos para otras diferencias de base entre los estados financieros y los montos de inversión en impuestos en subsidiarias fuera de los EE.UU. en la medida que los ingresos acumulados no distribuidos son reinvertidos indefinidamente. Reconocemos el gasto en impuestos por diferencias de base relacionadas con las utilidades globales intangibles de bajos impuestos como un costo de período si y cuando se incurre.

Reconocemos los intereses y sanciones relacionados con los impuestos a la utilidad en los gastos por impuestos a la utilidad.

Proporcionamos información adicional sobre los impuestos en la Nota 8.

ACTIVOS NETOS RESTRINGIDOS

Sempra

Como describimos a continuación, SDG&E, SoCalGas y ciertas entidades Otros Sempra tienen restricciones sobre la cantidad de fondos que pueden ser transferidos a Sempra por dividendo, anticipo o préstamo como resultado de las condiciones impuestas por varios reguladores. Además, ciertas entidades Otros Sempra están sujetas a diversos acuerdos financieros y a otros convenios y a otras restricciones contenidas en los convenios de deuda y crédito (descritos en la Nota 7) y en otros convenios que limitan la cantidad de fondos que pueden transferirse a Sempra. Al 31 de diciembre de 2023, Sempra estaba en cumplimiento con todos los acuerdos relacionados con sus contratos de deuda.

Al 31 de diciembre de 2023, el monto de activos netos restringidos de entidades consolidadas de Sempra, que no pueden ser distribuidos a Sempra en forma de préstamo o dividendo, es de \$17.1 mil millones de dólares. Además, la cantidad de activos netos restringidos de nuestras entidades no consolidadas es de \$15.0 mil millones de dólares. Aunque las restricciones limitan la cantidad de financiamiento que las diversas subsidiarias operativas pueden proporcionar a Sempra, no creemos que estas restricciones tengan un impacto significativo en nuestra capacidad de acceder al efectivo para pagar dividendos y financiar las necesidades operativas.

Como describimos en la Nota 6, \$2.5 mil millones de dólares de las ganancias retenidas de Sempra representan ganancias no distribuidas de inversiones por el método de participación en capital al 31 de diciembre de 2023.

SDG&E y SoCalGas

La regulación de las estructuras de capital de SDG&E y SoCalGas por parte de la CPUC limita las cantidades disponibles para dividendos y préstamos a Sempra. Al 31 de diciembre de 2023, Sempra podría haber recibido préstamos y dividendos combinados de aproximadamente \$442 millones de dólares de SDG&E y aproximadamente \$330 millones de dólares de SoCalGas.

El pago y la cantidad de dividendos futuros por parte de SDG&E y SoCalGas están a discreción de sus respectivos consejos de administración. Las siguientes restricciones limitan la cantidad de ganancias retenidas que pueden ser pagadas como dividendos de acciones comunes o prestadas a Sempra desde cualquiera de las empresas de servicios públicos:

- La CPUC requiere que las razones de capital común de SDG&E y SoCalGas no sean inferiores a un punto porcentual por debajo del porcentaje autorizado por la CPUC de la estructura de capital autorizada de cada entidad. El porcentaje autorizado al 31 de diciembre del 2023 es de 52% tanto en SDG&E como en SoCalGas.
- SDG&E y SoCalGas tienen cada uno una línea de crédito revolvente que requiere mantener una razón de endeudamiento consolidado a capitalización consolidada (como se define en los contratos) de no más del 65%, como describimos en la Nota 7.

Con base en estas restricciones, al 31 de diciembre de 2023, los activos netos restringidos de SDG&E eran de \$9.6 mil millones de dólares y los activos netos restringidos de SoCalGas eran de \$7.1 mil millones de dólares, que no podían transferirse a Sempra.

Otros Sempra

Sempra es propietaria de una participación indirecta del 100% en Oncor Holdings, que posee una participación de 80.25% en Oncor. Como describimos en la Nota 6, nosotros contabilizamos nuestra inversión en Oncor Holdings bajo el método de inversión de participación en el capital. Las restricciones significativas en Oncor que limitan la cantidad que puede ser pagada como dividendos a Sempra incluyen:

- En relación con las medidas de protección, los mecanismos de gobierno y los compromisos, Oncor no puede pagar ningún dividendo ni hacer ninguna otra distribución (excepto para los pagos de impuestos contractuales) si la mayoría de sus consejeros independientes o un consejero miembro minoritario determina que es en el mejor interés de Oncor retener tales cantidades para satisfacer los requisitos futuros esperados.
- Oncor debe permanecer en cumplimiento con su razón de deuda-capital establecido por la PUCT para propósitos de establecimiento de tarifas y no puede pagar dividendos u otras distribuciones (excepto para pagos de impuestos contractuales) si ese pago lo haría exceder su razón de deuda a capital autorizado por la PUCT. La estructura de capital reglamentaria autorizada de Oncor es de 57.5% de deuda a 42.5% de capital al 31 de diciembre de 2023.
- Si la calificación crediticia de la deuda senior garantizada de Oncor por cualquiera de las Agencias Calificadoras cae por debajo de BBB (o su equivalente), Oncor suspenderá los dividendos y otras distribuciones (excepto los pagos de impuestos contractuales), a menos que la PUCT lo permita de otra manera. Al 31 de diciembre de 2023, todas las calificaciones senior garantizadas de Oncor estaban por encima de BBB.
- La línea de crédito revolving de Oncor y algunos de sus otros contratos de deuda requieren que mantenga una razón consolidada de deuda senior a capitalización superior de no más del 65% y observe ciertos convenios afirmativos. Al 31 de diciembre de 2023, Oncor estaba cumpliendo con estos convenios.

Con base en estas restricciones, al 31 de diciembre de 2023, los activos netos restringidos de Oncor eran de \$14.2 mil millones de dólares, los cuales no podían ser transferidos a Sempra.

Sempra es propietaria de una participación indirecta de 50% en Sharyland Holdings, que es propietaria al 100% de Sharyland Utilities. Entre las restricciones significativas relacionadas con esta inversión bajo el método de participación de capital se incluyen:

- Sharyland Utilities no puede pagar dividendos ni hacer otras distribuciones (excepto pagos contractuales) sin el consentimiento del socio de la JV.
- Sharyland Utilities debe permanecer en cumplimiento con la estructura de capital establecida por la PUCT para propósitos de establecimiento de tarifas y no puede pagar dividendos u otras distribuciones (excepto pagos de impuestos contractuales) si ese pago haría que su deuda exceda el 60% de su estructura de capital.
- Sharyland Utilities tiene una línea de crédito revolving y dos notas senior que requieren que mantenga una razón consolidada de deuda a capitalización de no más del 70% y observar ciertos requisitos de informes tradicionales y otros convenios afirmativos. Al 31 de diciembre de 2023, Sharyland Utilities estaba cumpliendo con estos y todos los demás convenios.

Con base en estas restricciones, al 31 de diciembre de 2022, los activos netos restringidos de Sharyland Utilities eran de \$123 millones de dólares, que no podían transferirse a sus propietarios.

Entre las restricciones significativas en Sempra Infrastructure se incluyen:

- Las asociaciones y JVs en Sempra Infrastructure no pueden pagar dividendos ni hacer otras distribuciones (excepto pagos contractuales) sin el consentimiento de los socios.
- Sempra Infrastructure tiene una inversión bajo el método de participación en capital en Cameron LNG JV, que tiene acuerdos de deuda que requieren el establecimiento y financiamiento de cuentas de proyectos a las que se depositan y aplican los ingresos de préstamos, ingresos de proyectos y otras cantidades de acuerdo con los acuerdos de deuda. Los acuerdos de deuda requieren que el JV mantenga cuentas de reserva para pagar el servicio de la deuda del proyecto, y también contengan restricciones relacionadas con el pago de dividendos y otras distribuciones a los miembros del JV.

En virtud del acuerdo de restricción de transferencia conforme a los contratos de deuda, a partir de los seis meses posteriores a la conclusión financiera del proyecto de tres trenes de Cameron LNG JV, Sempra debe conservar al menos el 10% de la participación económica y de propiedad efectiva indirecta totalmente diluida en Cameron LNG JV. Además, en todo momento, una filial controlada por Sempra (pero no necesariamente de su entera propiedad) debe ser propietaria directa del 50.2% de las participaciones de Cameron LNG JV.

Para respaldar las obligaciones de Cameron LNG JV en virtud de sus contratos de deuda, Cameron LNG JV ha otorgado valores sobre todos sus activos, con las excepciones habituales, y todas las participaciones de capital de Cameron LNG JV fueron otorgadas en prenda a HSBC Bank USA, National Association, en calidad de fiduciario de valores de garantía en beneficio de todos los acreedores de Cameron LNG JV. Como resultado, una acción de ejecución por parte de los prestamistas, realizada de

acuerdo con los documentos del financiamiento, podría resultar en el ejercicio de tales valores por parte de los prestamistas y la pérdida de intereses de propiedad en Cameron LNG JV por parte de Sempra y los otros socios del proyecto.

Bajo estas restricciones, los activos netos de Cameron LNG JV de aproximadamente \$453 millones de dólares estaban restringidos al 31 de diciembre de 2023.

- México requiere que las sociedades nacionales mantengan reservas legales mínimas como porcentaje del capital social, resultando en activos netos restringidos de \$292 millones de dólares en las subsidiarias consolidadas mexicanas de Sempra Infrastructure al 31 de diciembre de 2023.
- IEnova tiene restricciones en virtud de contratos de fideicomiso relacionados con proyectos de gasoductos para pagar derechos de paso y otros costos. Bajo estas restricciones, activos netos por un total de \$2 millones de dólares estuvieron restringidos al 31 de diciembre de 2023.
- TAG Norte, un JV no consolidado propiedad al 50% de Sempra Infrastructure tiene un acuerdo de deuda a largo plazo que le obliga a mantener una cuenta de reserva para pagar la deuda de los proyectos. Bajo estas restricciones, activos netos por un total de \$215 millones de dólares estaban restringidos al 31 de diciembre de 2023.
- Port Arthur LNG tiene un contrato de crédito a plazo de siete años y un contrato de línea de crédito de capital de trabajo que requieren el consentimiento de un fiduciario para el retiro o transferencia de efectivo. Bajo estas restricciones, los activos netos totales de \$47 millones de dólares estaban restringidos al 31 de diciembre de 2023.
- Sempra Infrastructure ha restringido efectivo para fondos mantenidos como garantía en lugar de las cartas de crédito de un cliente. Bajo estas restricciones, los activos netos totales de \$102 millones de dólares estaban restringidos al 31 de diciembre de 2023.

NOTA 2. NUEVAS NORMAS CONTABLES

A continuación, describimos los recientes pronunciamientos contables que han tenido o pueden tener un efecto significativo en nuestra situación financiera, resultados de operación, flujos de efectivo o reportes de información.

ASU 2023-07, “Información Financiera por Segmentos (Tema 280): Mejoras en la Información a Revelar por Segmentos sobre los que debe Informarse”: La ASU 2023-07 modifica los requisitos de información a revelar sobre los segmentos que debe informarse, principalmente mediante mejores revelaciones sobre los gastos significativos de los segmentos. Además, las entidades públicas están obligadas a revelar el título y la posición del CODM y explicar cómo el CODM utiliza las medidas informadas de ganancias o pérdidas para evaluar el desempeño del segmento. La norma también exige la divulgación intermedia de ciertas revelaciones relacionadas con los segmentos que anteriormente sólo se exigían anualmente. La ASU 2023-07 es efectiva para los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 15 de diciembre de 2023 y los periodos intermedios dentro de los ejercicios fiscales que comiencen a partir del 15 de diciembre de 2024. Se permite su adopción anticipada. Las entidades deben adoptar los cambios en las disposiciones sobre información financiera por segmentos de forma retroactiva. Tenemos previsto adoptar la norma el 31 de diciembre de 2024 y actualmente estamos evaluando el efecto de la norma en nuestros informes financieros.

ASU 2023-09, “Impuestos a la Utilidad (Tema 740): Mejoras en la Información a Revelar sobre el Impuesto a la Utilidad”: ASU 2023-09 mejora la transparencia de las revelaciones del impuesto a la utilidad al requerir información desagregada sobre la conciliación de ETR de una entidad que reporta, así como información sobre los impuestos a la utilidad pagados. Para cada período anual, se requerirá que una entidad que reporta revele categorías específicas en la conciliación de tasas y proporcione información adicional para las partidas de conciliación que cumplan un umbral cuantitativo (si el efecto de esas partidas de conciliación es igual o superior al 5% del monto calculado multiplicando los ingresos o pérdidas antes de impuestos por la tasa legal aplicable del impuesto a la utilidad). La ASU 2023-09 es efectiva para los ejercicios anuales que comiencen después del 15 de diciembre de 2024. Se permite su adopción anticipada para los estados financieros anuales que aún no se hayan publicado. Actualmente estamos evaluando el efecto de la norma en nuestra información financiera y aún no hemos seleccionado el año en que adoptaremos la norma.

NOTA 3. INGRESOS

Las siguientes tablas desagregan nuestros ingresos por contratos con clientes por línea de servicio y mercado principales. También presentamos una conciliación de los ingresos totales por segmento para Sempra. La mayoría de nuestros ingresos se reconocen en el tiempo.

INGRESOS DESAGREGADOS

(En millones de dólares)

	Sempra			
	Sempra California	Sempra Infrastructure	Ajustes por consolidación y Sociedad Controladora y otros	Sempra
Año terminado al 31 de diciembre de 2023				
Por principal línea de servicios:				
Servicios Públicos	\$ 13,686	\$ 87	\$ (19)	\$ 13,754
Negocios relacionados con la energía	—	1,164	(70)	1,094
Ingresos de contratos con clientes	\$ 13,686	\$ 1,251	\$ (89)	\$ 14,848
Por mercado:				
Gas	\$ 8,949	\$ 755	\$ (17)	\$ 9,687
Electricidad	4,737	496	(72)	5,161
Ingresos de contratos con clientes	\$ 13,686	\$ 1,251	\$ (89)	\$ 14,848
Ingresos de contratos con clientes	\$ 13,686	\$ 1,251	\$ (89)	\$ 14,848
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	75	—	—	75
Otros ingresos	—	1,820	(23)	1,797
Total de ingresos	\$ 13,761	\$ 3,071	\$ (112)	\$ 16,720
Año terminado al 31 de diciembre de 2022				
Por principal línea de servicios:				
Servicios Públicos	\$ 11,944	\$ 89	\$ (15)	\$ 12,018
Negocios relacionados con la energía	—	1,760	(56)	1,704
Ingresos de contratos con clientes	\$ 11,944	\$ 1,849	\$ (71)	\$ 13,722
Por mercado:				
Gas	\$ 7,267	\$ 1,270	\$ (12)	\$ 8,525
Electricidad	4,677	579	(59)	5,197
Ingresos de contratos con clientes	\$ 11,944	\$ 1,849	\$ (71)	\$ 13,722
Ingresos de contratos con clientes	\$ 11,944	\$ 1,849	\$ (71)	\$ 13,722
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	633	—	—	633
Otros ingresos	—	70	14	84
Total de ingresos	\$ 12,577	\$ 1,919	\$ (57)	\$ 14,439
Año terminado al 31 de diciembre de 2021				
Por principal línea de servicios:				
Servicios Públicos	\$ 10,475	\$ 81	\$ (16)	\$ 10,540
Negocios relacionados con la energía	—	1,165	(29)	1,136
Ingresos de contratos con clientes	\$ 10,475	\$ 1,246	\$ (45)	\$ 11,676
Por mercado:				
Gas	\$ 6,128	\$ 856	\$ (15)	\$ 6,969
Electricidad	4,347	390	(30)	4,707
Ingresos de contratos con clientes	\$ 10,475	\$ 1,246	\$ (45)	\$ 11,676
Ingresos de contratos con clientes	\$ 10,475	\$ 1,246	\$ (45)	\$ 11,676
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	451	—	—	451
Otros ingresos	—	751	(21)	730
Total de ingresos	\$ 10,926	\$ 1,997	\$ (66)	\$ 12,857

INGRESOS DESAGREGADOS

(En millones de dólares)

	SDG&E			SoCalGas		
	Años terminado al 31 de diciembre de					
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Por principal línea de servicios:						
Ingresos de contratos con clientes – Servicios Públicos	\$ 5,954	\$ 5,586	\$ 5,144	\$ 7,857	\$ 6,459	\$ 5,424
Por mercado:						
Gas	\$ 1,204	\$ 899	\$ 790	\$ 7,857	\$ 6,459	\$ 5,424
Electricidad	4,750	4,687	4,354	—	—	—
Ingresos de contratos con clientes	\$ 5,954	\$ 5,586	\$ 5,144	\$ 7,857	\$ 6,459	\$ 5,424
Ingresos de contratos con clientes	\$ 5,954	\$ 5,586	\$ 5,144	\$ 7,857	\$ 6,459	\$ 5,424
Ingresos de servicios públicos reglamentarios	(357)	252	360	432	381	91
Total de ingresos	\$ 5,597	\$ 5,838	\$ 5,504	\$ 8,289	\$ 6,840	\$ 5,515

INGRESOS DE CONTRATOS CON CLIENTES

Los ingresos procedentes de 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 nuestros servicios públicos reglamentados. También prestamos otros servicios relacionados con la energía midstream y las renovables. Evaluamos nuestros ingresos contrato por contrato y por portafolio para determinar la naturaleza, el importe, el calendario y la incertidumbre, en su caso, de los ingresos que se reconocen.

Por lo general, reconocemos ingresos cuando prestamos el servicio prometido a los clientes y las facturas se emiten por un importe que refleja la contraprestación a la que tenemos derecho a cambio de esos servicios. Consideramos que la entrega y transmisión de gas natural y electricidad y la prestación de servicios de almacenamiento de gas natural son servicios continuos e integrados. Por lo general, los servicios de gas natural o electricidad son recibidos y consumidos por el cliente simultáneamente. Las obligaciones de desempeño relacionadas con estos servicios se satisfacen 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 en función de las unidades entregadas, ya que el cumplimiento de las obligaciones de desempeño respectivas 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 del cliente se corresponde directamente con el valor transferido al cliente y reconocemos los ingresos por el importe que tenemos derecho a facturar.

Las condiciones de pago de contratos con clientes varían. Por lo general, tenemos un derecho incondicional a los pagos del cliente, que deben efectuarse una vez satisfecha la obligación de prestación al cliente. El plazo entre la facturación y el vencimiento del pago típicamente es de entre 10 y 90 días.

Excluimos de los ingresos los impuestos sobre las ventas y el uso. Además, SDG&E y SoCalGas pagan tarifas de franquicia para operar en varios municipios. SDG&E y SoCalGas facturan estos derechos de franquicia a sus clientes en función de una tarifa autorizada por la CPUC. Estas tarifas de franquicia, que deben pagarse con independencia de la capacidad de SDG&E y SoCalGas para cobrar al cliente, se contabilizan en términos brutos y se reflejan en los ingresos de servicios públicos procedentes de contratos con clientes y en los gastos de operación.

Ingresos de Servicios Públicos

Los ingresos de servicios públicos representan la mayor parte de nuestros ingresos consolidados procedentes de contratos con clientes e incluyen:

- La terminal de transmisión, distribución y almacenamiento de gas natural en:
 - SDG&E
 - SoCalGas
 - Ecogas de Sempra
- La generación, transmisión y distribución de electricidad en SDG&E.

Los ingresos de los servicios públicos se derivan y se reconocen en el momento de la entrega de servicios de gas natural o electricidad a los clientes. Los montos que facturamos a los clientes se basan en las tarifas establecidas por los reguladores de

cada estado o país. En el caso de SDG&E y SoCalGas, los montos que facturamos a los clientes también incluyen ajustes por ingresos regulatorios previamente reconocidos.

SDG&E, SoCalGas y Ecogas reconocen ingresos basados en los requisitos de ingresos aprobados por los reguladores, que permiten a las empresas de servicios públicos recuperar sus costos de operación razonables y proporcionan la oportunidad de realizar sus tasas de retorno autorizadas sobre sus inversiones. Aunque los ingresos de SDG&E y SoCalGas no se ven afectados por los volúmenes de ventas reales, el patrón de reconocimiento de ingresos durante el año se ve afectado por la estacionalidad. SDG&E y SoCalGas reconocen los ingresos anuales autorizados para clientes utilizando factores estacionales establecidos en los procedimientos aplicables. Por lo general, esto hace que una parte importante de los ingresos de operación se reconozca en el tercer trimestre de cada año para SDG&E y en el primer y cuarto trimestre de cada año para SoCalGas.

SDG&E tiene un acuerdo para proporcionar a la ISO de California la capacidad de controlar sus líneas de transmisión de alto voltaje a precios aprobados por la FERC. Los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo a medida que se proporciona el acceso a la ISO de California.

Los factores que pueden afectar a la cantidad, el momento y la incertidumbre de los ingresos y los flujos de efectivo incluyen el clima, la estacionalidad y el momento de la facturación a los clientes, lo que puede dar lugar a ingresos no facturados que pueden variar significativamente de un mes a otro y, por lo general, se aproximan a las entregas a medio mes.

SDG&E y SoCalGas reconocen los ingresos procedentes de la venta de derechos de emisión de GHG adjudicados en California en subastas trimestrales administradas por la CARB. Los derechos de emisión de GHG se entregan a la CARB antes de las subastas trimestrales, y SDG&E y SoCalGas tienen derecho al pago cuando los derechos de emisión de GHG se venden en la subasta. Los ingresos por GHG se reconocen de forma puntual dentro del trimestre en que se celebra la subasta. SDG&E y SoCalGas equilibran los costos e ingresos asociados al programa de GHG a través de las cuentas de compensación reglamentarias.

Ingresos de Negocios Relacionados con la Energía

Los ingresos de Sempra Infrastructure suelen proceder de contratos a largo plazo en dólares estadounidenses con clientes para la venta de gas natural y LNG, así como el almacenamiento y el transporte de gas natural. Los montos facturados se basan en el volumen de gas natural entregado y en los precios contratados.

Generamos ingresos de transporte por gasoducto a partir de acuerdos firmes, según 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 convenido por el cliente. Reconocemos los ingresos por nuestra obligación de proporcionar capacidad y servicios de transporte a lo largo del periodo de entrega contractual, ya que los beneficios se reciben y consumen simultáneamente a medida que los clientes utilizan la capacidad del gasoducto para el transporte y la recepción de gas natural y LPG. Los montos facturados se basan en una tarifa de uso variable y un cargo de capacidad fijo, ajustados por el Índice de Precios al Consumidor, los efectos de cualquier impacto de moneda extranjera y la cantidad real de producto transportado.

Sempra Infrastructure desarrolla, invierte y opera instalaciones solares y eólicas que tienen PPA a largo plazo para vender la electricidad y los atributos de energía verde relacionados que generan a los clientes, generalmente entidades de servicio de carga, clientes industriales y otros. Las entidades de servicio de carga venderán el 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 hacer funcionar sus instalaciones, por lo que reconocemos los ingresos en virtud de los PPA a medida que se genera y entrega la electricidad. Facturamos a los clientes en función del volumen de energía entregada con arreglo a las tarifas establecidas en los PPA.

TdM es una central eléctrica de quema de 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 comercialización de energía al por mayor, ya que la energía se entrega en el punto de interconexión.

Reconocemos ingresos por almacenamiento a partir de acuerdos firmes de reserva de capacidad, según los cuales cobramos una tarifa por reservar capacidad de almacenamiento para los clientes en nuestras instalaciones de almacenamiento. En virtud de estos acuerdos firmes, los clientes pagan una tarifa fija mensual de reserva basada en la capacidad de almacenamiento reservada y no en los volúmenes reales almacenados. En el caso de la cuota fija, los ingresos se reconocen de forma lineal a lo largo de la duración del contrato. Facturamos a los clientes cualquier capacidad utilizada que supere la capacidad contratada y estos ingresos se reconocen en el mes en que se producen. También reconocemos los ingresos por los servicios de almacenamiento interrumpible.

Sempre Infrastructure vende gas natural a la CFE y a otros clientes en virtud de contratos de suministro. Sempre Infrastructure reconoce los ingresos de la venta de gas natural en el momento de la transferencia del gas natural a través de gasoductos a los clientes en los puntos de entrega acordados, y en el caso de la CFE, en sus centrales termoeléctricas.

Obligaciones de Desempeño Pendientes

No revelamos información sobre las obligaciones de desempeño restantes para (a) los contratos con una duración original esperada de un año o menos, (b) las contraprestaciones variables reconocidas en la cantidad a la que tenemos derecho a facturar por los servicios prestados, o (c) las contraprestaciones variables asignadas a las obligaciones de desempeño completamente insatisfechas.

Para contratos mayores a un año, al 31 de diciembre de 2023, esperamos reconocer ingresos relacionados con el componente fijo de la contraprestación según se muestra a continuación. Las obligaciones de desempeño restantes de Sempre se refieren principalmente a los acuerdos de capacidad de almacenamiento y transporte de gas natural en Sempre Infrastructure y proyectos de líneas de transmisión de SDG&E. SoCalGas no tenía ninguna obligación de desempeño restante por contratos de plazo mayor a un año al 31 de diciembre de 2023.

OBLIGACIONES DE DESEMPEÑO PENDIENTES⁽¹⁾			
<i>(En millones de dólares)</i>			
	Sempra		SDG&E
2024	\$	278	\$ 3
2025		263	4
2026		262	4
2027		262	4
2028		195	4
En adelante		1,767	56
Total de ingresos a ser reconocidos	\$	3,027	\$ 75

⁽¹⁾ Excluye operaciones intercompañías.

Pasivos Contractuales de Ingresos de Contratos con Clientes

De tiempo en tiempo, recibimos pagos antes de satisfacer las obligaciones de desempeño asociadas con los contratos de los clientes. Aplazamos estos ingresos como pasivos contractuales y los reconocemos en los resultados a medida que se satisfacen las obligaciones de desempeño.

A continuación, se presentan las actividades dentro de los pasivos contractuales de Sempre y SDG&E. No hubo obligaciones contractuales en SoCalGas en 2023, 2022 o 2021. Sempre Infrastructure registró un pasivo contractual por fondos mantenidos como garantía en sustitución de una carta de crédito de un cliente asociadas con su contrato de almacenamiento y regasificación de LNG.

PASIVOS CONTRACTUALES			
<i>(En millones de dólares)</i>			
	2023	2022	2021
Sempre:			
Pasivos contractuales al 1 de enero	\$ (252)	\$ (278)	\$ (207)
Ingresos de obligaciones por desempeño cumplidas durante el periodo de reporte	14	131	52
Pagos recibidos por adelantado	(21)	(105)	(123)
Modificaciones contractuales	61	—	—
Pasivos contractuales al 31 de diciembre⁽¹⁾	\$ (198)	\$ (252)	\$ (278)
SDG&E:			
Pasivos contractuales al 1 de enero	\$ (79)	\$ (83)	\$ (87)
Ingresos de obligaciones por desempeño cumplidas durante el periodo de reporte	4	4	4
Pasivos contractuales al 31 de diciembre⁽²⁾	\$ (75)	\$ (79)	\$ (83)

⁽¹⁾ Los balances al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 incluyen \$5, \$45 y \$116, respectivamente, en Otros Pasivos Circulantes y \$193, \$207 y \$162, respectivamente, en Créditos Diferidos y Otros.

⁽²⁾ Los balances al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 incluyen \$3, \$4 y \$4, respectivamente, en Otros Pasivos Circulantes y \$72, \$75 y \$79, respectivamente, en Créditos Diferidos y Otros.

Conforme a lo comentado anteriormente en la Nota 1 en “Propiedades, Planta y Equipo”, Sempra Infrastructure y la CFE han convenido en una modificación a su contrato de servicios de transporte para el segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de Sonora. Sempra Infrastructure determinó que el contrato modificado de servicios de transporte cumplía con la definición de arrendamiento. En diciembre de 2023, Sempra reclasificó \$61 millones de dólares de pasivos por contratos a otros pasivos no corrientes, ambos dentro de Créditos Diferidos y Otros en los Balances Generales Consolidados de Sempra.

Cuentas por Cobrar de Ingresos de Contratos con Clientes

La siguiente tabla presenta los saldos de las cuentas por cobrar asociadas con los ingresos de contratos con clientes en los Balances Generales Consolidados.

	31 de diciembre de	
	2023	2022
CUENTAS POR COBRAR DE INGRESOS DE CONTRATOS CON CLIENTES		
<i>(En millones de dólares)</i>		
Sempra:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto ⁽¹⁾	\$ 1,951	\$ 2,291
Cuentas por cobrar – otros, neto	15	25
Deudas por afiliadas no consolidadas - circulante ⁽²⁾	4	9
Otros activos de largo plazo ⁽³⁾	—	9
Total	\$ 1,970	\$ 2,334
SDG&E:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto ⁽¹⁾	\$ 870	\$ 799
Cuentas por cobrar – otros, neto	13	12
Deudas por afiliadas no consolidadas - circulante ⁽²⁾	6	2
Otros activos de largo plazo ⁽³⁾	—	6
Total	\$ 889	\$ 819
SoCalGas:		
Cuentas por cobrar – comercial, neto	\$ 985	\$ 1,295
Cuentas por cobrar – otros, neto	2	13
Otros activos de largo plazo ⁽³⁾	—	3
Total	\$ 987	\$ 1,311

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, incluye \$148 y \$72, respectivamente, de cuentas por cobrar debidas de clientes facturados en nombre de la CCA, las cuales no se incluyen en los ingresos.

⁽²⁾ El monto se presenta neto de montos adeudados a afiliadas no consolidadas en los Balances Generales Consolidados, cuando existe el derecho de compensación.

⁽³⁾ En relación con la pandemia COVID-19 y por instrucción de la CPUC, SDG&E y SoCalGas inscribió a clientes residenciales y de pequeñas empresas con saldos vencidos en planes de reembolso a largo plazo.

INGRESOS PROCEDENTES DE FUENTES DISTINTAS A LOS CONTRATOS CON CLIENTES

Algunos de nuestros ingresos proceden de fuentes distintas de los contratos con clientes y se contabilizan con arreglo a otras normas contables fuera del ámbito de aplicación de la norma ASC 606.

Ingresos Reglamentarios de Servicios Públicos

Programas de Ingresos Alternativos

Reconocemos los ingresos de los programas de ingresos alternativos cuando se cumplen las condiciones de reconocimiento especificadas por el regulador y ajustamos estos ingresos a medida que se recuperan o se reembolsan a través del servicio público futuro.

Ingresos Desacoplados. Como se mencionó anteriormente, el marco reglamentario exige que SDG&E y SoCalGas 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 real de gas natural y electricidad suele variar con respecto a las previsiones de demanda aprobadas por la CPUC debido a los efectos de la volatilidad meteorológica, los programas de eficiencia energética, los paneles solares en los techos y otros factores que afectan al consumo. El marco normativo de la CPUC prevé que SDG&E y SoCalGas utilicen un mecanismo de "desacoplamiento", que permite a SDG&E y SoCalGas registrar los déficits de ingresos o los excesos

de ingresos resultantes de cualquier diferencia entre la demanda real y la prevista para recuperarlos o reembolsarlos en los ingresos autorizados en un periodo posterior en función de la naturaleza de la cuenta.

Mecanismos de Incentivos. La CPUC aplica medidas basadas en el rendimiento y mecanismos de incentivos a todos los IOU de California, en virtud de los cuales SDG&E y SoCalGas tienen un potencial de ganancias por encima de los márgenes básicos autorizados si alcanzan o superan objetivos específicos de rendimiento y funcionamiento. Por lo general, en el caso de los beneficios basados en el rendimiento, si el rendimiento está por encima o por debajo de los puntos de referencia específicos, la empresa de servicios públicos puede optar a beneficios económicos o estar sujeta a sanciones económicas.

Los beneficios por incentivos se incluyen en los ingresos cuando recibimos la aprobación de los mismos por parte de la CPUC, que puede no ser consistente de un año a otro. Las sanciones por resultados inferiores a los puntos de referencia especificados se registran en los ingresos cuando creemos que es probable que la CPUC imponga una sanción.

Otra Recuperación Reglamentaria Basada en Costos

La CPUC, y la FERC en lo que respecta a SDG&E, autorizan a SDG&E y SoCalGas a recaudar de los clientes los requisitos de ingresos para los costos operativos y los costos relacionados con el capital (depreciación, impuestos y rendimiento de la base tarifaria), incluyendo:

- costos de compra de gas natural y electricidad;
- costos asociados a la administración de programas de propósito público, respuesta a la demanda y eficiencia energética de los clientes;
- otras actividades de programación, como la distribución de gas, la transmisión de gas, la administración de la integridad del almacenamiento de gas y la mitigación de incendios forestales; y
- costos asociados a las primas de seguro de responsabilidad civil de terceros.

Los costos autorizados se recuperan a medida que se prestan los servicios básicos. En la medida en que los montos autorizados recaudados varían respecto a los costos reales, las diferencias generalmente se recuperan o se reembolsan en un período posterior con base en la naturaleza del mecanismo de la cuenta de balanceo. En general, los criterios de reconocimiento de ingresos para los costos equilibrados facturados a los clientes se cumplen en el momento en que los costos se incurren. Debido a que estos costos se recuperan sustancialmente a través de un mecanismo de cuenta de balanceo, 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 de montos acumulados por programas autorizados, incluidas las limitaciones del costo total del programa, los límites de los requisitos de ingresos o las revisiones de los costos para ver si son razonables. Estos procedimientos podrían dar lugar a la denegación de la recuperación por parte de los clientes.

Discutimos las cuentas de balanceo y sus efectos en la Nota 4.

Otros ingresos

Sempra Infrastructure genera ingresos por arrendamiento de algunos de sus ductos de gas natural y etano, estaciones de compresión, instalaciones de almacenamiento de LPG, una instalación ferroviaria y terminales de productos refinados. Describimos el reconocimiento de los ingresos por arrendamiento en la Nota 16.

Sempra Infrastructure tiene un acuerdo con Tangguh PSC para suministrar LNG a la Terminal ECA Regasificación. Según los términos del acuerdo, Tangguh PSC debe entregar el número de cargas contratado o pagar una tasa de desvío por la no entrega de cargas de LNG.

Sempra Infrastructure también reconoce otros ingresos asociados a los derivados relacionados con las ventas de gas natural y electricidad bajo contratos a corto y largo plazo y en el mercado spot y otros mercados competitivos. Los ingresos incluyen las utilidades y pérdidas netas realizadas en las liquidaciones físicas y de derivados, así como las utilidades y pérdidas netas no realizadas por la variación de los valores razonables de estos derivados.

NOTA 4. ASUNTOS REGLAMENTARIOS

ACTIVOS Y PASIVOS REGLAMENTARIOS

Mostramos los detalles de los activos y pasivos reglamentarios en la siguiente tabla y los describimos más adelante. A excepción de las cuentas de balance reglamentarias, generalmente no percibimos un rendimiento de nuestros activos reglamentarios hasta que se haya realizado el gasto en efectivo correspondiente. Una vez realizado el gasto en efectivo correspondiente a un activo reglamentario, los montos relacionados son recuperables por medio de un mecanismo de cuenta reglamentaria por el cual obtenemos un rendimiento autorizado por los reguladores correspondientes, que generalmente se aproxima a una tasa de tres meses de papel comercial. Los periodos en los cuales reconocemos un activo reglamentario sin obtener un retorno varían según el activo reglamentario.

ACTIVOS (PASIVOS) REGLAMENTARIOS AL 31 DE DICIEMBRE

(En millones de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Contratos a precio fijo y otros derivados	\$ 215	\$ (56)	\$ 14	\$ (110)	\$ 201	\$ 54
Impuestos diferidos recuperables en tarifas	1,142	535	626	296	430	161
Obligaciones de planes de pensiones y PBOP	(212)	(159)	48	11	(260)	(170)
Costos de beneficios para empleados	24	29	3	5	21	24
Obligaciones de remoción	(3,082)	(2,864)	(2,468)	(2,248)	(614)	(616)
Costos ambientales	139	145	105	107	34	38
Mitigación de incendios Sunrise Powerlink	124	123	124	123	—	—
Cuentas de balanceo reglamentario ⁽¹⁾⁽²⁾ :						
Materias primas – electricidad	(233)	220	(233)	220	—	—
Materias primas – gas, incluyendo transporte	(259)	(197)	52	60	(311)	(257)
Seguridad y confiabilidad	959	682	207	107	752	575
Programas de interés público	(273)	(227)	(144)	(69)	(129)	(158)
Plan de mitigación de incendios forestales	685	375	685	375	—	—
Prima de seguro de responsabilidad	113	122	90	99	23	23
Otras cuentas de balanceo	373	65	(152)	(50)	525	115
Otros (pasivos) activos reglamentarios, neto ⁽²⁾	(10)	301	49	132	(58)	169
Total	\$ (295)	\$ (906)	\$ (994)	\$ (942)	\$ 614	\$ (42)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la parte no circulante de las cuentas de balanceo reglamentario – neto pendientes de ser cobradas para Sempra fue de \$1,913 y \$1,254, respectivamente, para SDG&E fue de \$950 y \$562, respectivamente, y para SoCalGas era de \$963 y \$692, respectivamente.

⁽²⁾ Incluye activos reglamentarios que generan un rendimiento autorizado por los reguladores correspondientes, que generalmente se aproximan a una tasa de tres meses de papel comercial.

Activos Reglamentarios que no Producen Rendimientos

- Los activos reglamentarios resultantes de los contratos de precio fijo y otros derivados se compensan con los correspondientes pasivos resultantes de los contratos de compra de energía y gas natural y de transporte. El activo reglamentario se incrementa/disminuye en función de los cambios en el valor razonable de mercado de los contratos. También se reduce a medida que se efectúan los pagos por las materias primas y los servicios en virtud de estos contratos. Los montos correspondientes se recuperan en las tarifas una vez que se liquidan estos contratos, generalmente en un plazo de cuatro años.
- Los impuestos diferidos recuperables/reembolsables en las tarifas se basan en la legislación reglamentaria vigente en materia de tarifas e impuestos. SDG&E, SoCalGas y Sempra Infrastructure prevén recuperar/reembolsar los activos/pasivos reglamentarios netos relacionados con los impuestos diferidos a lo largo de la vida de los activos, que oscila entre 5 y 69 años, y que generan los correspondientes saldos de impuestos diferidos acumulados. Los activos y pasivos reglamentarios incluyen el exceso de impuestos diferidos resultantes de los cambios en las tasas legales de impuestos y ciertos beneficios y gastos de impuestos asociados con las cuentas de flujo, que describimos en la Nota 8.
- Los activos/pasivos reglamentarios relacionados con las obligaciones de los planes de pensiones y PBOP se compensan con los correspondientes pasivos/activos. Los activos se recuperan en las tarifas a medida que se fondean los planes.

- El activo reglamentario relacionado con los costos de los beneficios de los empleados representa nuestro pasivo asociado con el seguro de incapacidad a largo plazo que se recuperará de los clientes en las tarifas futuras a medida que se realicen los gastos.
- Los pasivos reglamentarios por obligaciones de remoción representan los montos acumulados cobrados en las tarifas por los costos de remoción de activos futuros en exceso de los montos acumulados incurridos (o pagados).
- Los activos reglamentarios relacionados con los costos ambientales representan la porción de nuestro pasivo ambiental reconocido al final del período en exceso de la cantidad que ha sido recuperada a través de las tarifas cobradas a los clientes. Esperamos que este importe se recupere en las tarifas futuras a medida que se realicen los gastos.
- El activo reglamentario relacionado con la mitigación de incendios de Sunrise Powerlink se compensa con el correspondiente pasivo para el financiamiento de un fideicomiso para cubrir los costos de mitigación. SDG&E espera recuperar el activo reglamentario en las tarifas a medida que el fideicomiso se fondee durante un período restante de 46 años.

Activos reglamentarios que Obtienen un rendimiento

- Las cuentas de balanceo reglamentarias sobre cobradas y sub-cobradas y otros activos reglamentarios, neto reflejan la diferencia entre las facturaciones de los clientes y las cantidades registradas o autorizadas por la CPUC. La depreciación, los impuestos y el rendimiento de la tarifa base también pueden incluirse en ciertas cuentas. Los montos en las cuentas de balanceo son recuperables (por cobrar) o reembolsables (por pagar) en tarifas futuras, sujetas a la aprobación de la CPUC. SDG&E y SoCalGas hacen solicitudes periódicas a la CPUC para nivelar sus requerimientos de ingresos por montos acumulados en sus cuentas de balanceo reglamentarias y en otros activos reglamentarios, neto. La CPUC puede imponer varios procedimientos de revisión antes de autorizar la recuperación o el reembolso de montos acumulados por programas autorizados, incluidas las limitaciones del costo total del programa, los límites de los requisitos de ingresos o las revisiones de los costos para ver si son razonables. Estos procedimientos podrían dar lugar a demoras o la denegación de la recuperación por parte de los clientes.

El gasto de amortización de ciertos activos reglamentarios para los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 fue de \$12 millones de dólares, \$11 millones de dólares y \$10 millones de dólares, respectivamente, en Sempra, \$6 millones de dólares, \$5 millones de dólares y \$5 millones de dólares, respectivamente, en SDG&E y \$6 millones de dólares, \$6 millones de dólares y \$5 millones de dólares, respectivamente en SoCalGas.

GRC de la CPUC

La CPUC utiliza GRC para fijar ingresos para permitir que SDG&E y SoCalGas recuperen sus costos operativos razonables y brinden la oportunidad de realizar sus tasas autorizadas de rendimiento de sus inversiones.

En septiembre de 2019, la CPUC emitió una decisión final sobre el GRC de 2019 en la que aprobó los ingresos del año de prueba de SDG&E y SoCalGas para 2019 y los ajustes por año de desgaste para 2020 y 2021, que entró en vigor con carácter retroactivo al 1 de enero de 2019. Esta es la primera GRC que incluye los ingresos autorizados para las actividades de la fase de mitigación de la evaluación de riesgos. En enero de 2020, la CPUC emitió una resolución definitiva por la que se implementa un ciclo GRC de cuatro años para los IOU de California. Se ordenó a SDG&E y SoCalGas presentar una solicitud de modificación para revisar su GRC 2019 para agregar dos años de disminución adicionales, lo que dio como resultado un periodo transitorio de cinco años de GRC (2019-2023). En mayo de 2021, la CPUC emitió una decisión final aprobando la solicitud de SDG&E y SoCalGas de continuar con sus mecanismos autorizados con posterioridad al año de prueba para 2022 y 2023. En el caso de SDG&E, la decisión autoriza aumentos en las necesidades de ingresos de \$87 millones de dólares (3.92%) para el 2022 y \$86 millones de dólares (3.70%) para 2023. Para SoCalGas, la decisión autoriza aumentos en las necesidades de ingresos de \$142 millones de dólares (4.53%) para 2022 y \$130 millones de dólares (3.97%) para 2023.

En mayo de 2022, SDG&E y SoCalGas presentaron sus solicitudes de GRC 2024 solicitando autorización de la CPUC de los requerimientos de ingresos del año de prueba para 2024 y ajustes anuales de desgaste de 2025 a 2027. SDG&E y SoCalGas solicitaron requerimientos de ingresos de 2024 por \$3.0 mil millones de dólares y \$4.4 mil millones de dólares, respectivamente. SDG&E y SoCalGas propusieron cambios en los requerimientos de ingresos posteriores al año de prueba utilizando diversos mecanismos que se estima resulten en un aumento anual de aproximadamente 8% a 11% en SDG&E y aproximadamente 6% a 8% en SoCalGas. Las partes involucradas han propuesto varios ajustes a la solicitud de requerimientos de ingresos de SDG&E y SoCalGas. En octubre de 2022, la CPUC emitió una decisión específica que estableció la temporalidad para el procedimiento, incluyendo la emisión prevista de una decisión propuesta en el segundo trimestre de 2024. La CPUC ha autorizado a SDG&E y SoCalGas reconocer los efectos de la decisión final sobre el GRC de manera retroactiva al 1 de enero de 2024.

En octubre de 2023, SDG&E presentó una solicitud independiente a la CPUC en su GRC de 2024 describiendo \$2.2 mil millones de dólares en costos para implementar sus planes de mitigación de incendios forestales de 2019 a 2022, y buscando la revisión y recuperación de los costos incrementales del plan de mitigación de incendios forestales incurridos en dicho periodo, por el monto total de \$1.5 mil millones de dólares. SDG&E espera recibir una propuesta de decisión a su solicitud a finales de 2024. En febrero

de 2024, la CPUC aprobó un mecanismo de recuperación de costos por periodo intermedio que permitirá a SDG&E recuperar en tarifas \$194 millones de dólares del balance reglamentario de plan de mitigación de incendios forestales en 2024 y, si no hay un mecanismo de recuperación establecido para el 1 de enero de 2025, \$96 millones de dólares adicionales en 2025. Dicha recuperación del balance reglamentario de plan de mitigación de incendios forestales de SDG&E estará sujeta a revisión de razonabilidad. SDG&E también espera presentar una solicitud independiente para la revisión y recuperación de sus costos de plan de mitigación de incendios forestales de 2023 a finales de 2024.

Los resultados de GRC pueden diferir material y adversamente de lo que se prevé en las solicitudes de GRC.

COSTO DE CAPITAL DE CPUC

Un procedimiento de costo de capital de la CPUC determina la estructura de capital autorizada en la empresa de servicios públicos y la rentabilidad autorizada sobre la base de las tasas. El CCM aplica en los años intermedios entre las solicitudes de costo de capital requeridas y considera los cambios en el costo de capital basado en cambios en las tasas de interés sobre el índice de bonos de servicios públicos publicado por Moody's (la tasa de referencia CCM) por el periodo de 12 meses terminado el 30 de septiembre (el periodo de evaluación). El índice aplicable a SDG&E y SoCalGas está basado en la calificación crediticia de cada empresa de servicio público. La tasa de referencia CCM es la base de comparación para determinar si el CCM se detona, lo cual ocurre si el cambio en el índice de bonos de servicios públicos de Moody's en relación con la tasa de referencia CCM es mayor a más menos 1.000% al final del periodo de evaluación. El CCM, si se detona, se actualizaría automáticamente el costo autorizado de la deuda en función de los costos reales y actualizaría el ROE autorizado hacia arriba o hacia abajo en la mitad de la diferencia entre la tasa de referencia del CCM y el índice de bonos de servicios públicos de Moody's aplicable, sujeto a aprobación regulatoria. Alternativamente, cada uno de SDG&E y SoCalGas tienen permitido presentar una solicitud para que se determine su costo de capital en lugar del CCM en un año intermedio en el que un evento extraordinario o catastrófico impacte materialmente en su costo de capital y afecte a las empresas de servicios públicos de forma diferente que al mercado en su conjunto.

La CPUC aprobó el costo de capital para SDG&E y SoCalGas que fueron efectivas a partir del 1 de enero de 2020 y continuarán en efecto hasta el 31 de diciembre de 2022.

COSTOS DE CAPITAL AUTORIZADOS PARA 2020-2022

SDG&E					SoCalGas		
Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas		Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas	
45.25 %	4.59 %	2.08 %	Deuda a Largo Plazo	45.60 %	4.23 %	1.93 %	
2.75	6.22	0.17	Acciones Preferentes	2.40	6.00	0.14	
52.00	10.20	5.30	Acciones Comunes	52.00	10.05	5.23	
100.00 %		7.55 %		100.00 %		7.30 %	

La CPUC aprobó el siguiente costo de capital para SDG&E y SoCalGas que fueron efectivos el 1 de enero de 2023 y siguió en efecto hasta el 31 de diciembre de 2025, sujeto al CCM. La CPUC emitió una resolución para iniciar una segunda fase de este procedimiento de costo de capital para evaluar posibles modificaciones al CCM.

COSTOS DE CAPITAL AUTORIZADOS PARA 2023

SDG&E					SoCalGas		
Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas ⁽¹⁾		Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas	
45.25 %	4.05 %	1.83 %	Deuda a Largo Plazo	45.60 %	4.07 %	1.86 %	
2.75	6.22	0.17	Acciones Preferentes	2.40	6.00	0.14	
52.00	9.95	5.17	Acciones Comunes	52.00	9.80	5.10	
100.00 %		7.18 %		100.00 %		7.10 %	

⁽¹⁾ La suma del total de rendimiento ponderado sobre la base de las tasas no coincide por diferencias de redondeo.

Para el periodo de medición terminado el 30 de septiembre de 2023, la tasa de referencia para el CCM de SDG&E fue de 4.367% basado en el índice de bonos de servicios públicos aplicables al insumo Baa- de Moody's y la tasa de referencia para el CCM de SoCalGas fue de 4.074% con base en el índice de bonos de servicios públicos aplicables al insumo A- de Moody's. La tasa promedio real durante el periodo de medición fue de 5.777% para SDG&E y 5.472% para SoCalGas. Como tal, el CCM se activó para SDG&E y SoCalGas el 30 de septiembre de 2023. En diciembre de 2023, la CPUC aprobó aumentos a las tasas de rendimiento autorizadas de SDG&E y SoCalGas vigentes a partir del 1 de enero de 2024, que permanecerán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2025, sujeto al CCM. En enero de 2024, varias partes presentaron una solicitud para que la CPUC revisé dicha aprobación.

COSTOS DE CAPITAL AUTORIZADOS PARA 2024-2025

SDG&E			SoCalGas		
Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas	Ponderación autorizada	Rendimiento sobre la base de las tasas	Rendimiento ponderado sobre la base de las tasas
45.25 %	4.34 %	1.96 %	45.60 %	4.54 %	2.07 %
2.75	6.22	0.17	2.40	6.00	0.14
52.00	10.65	5.54	52.00	10.50	5.46
100.00 %		7.67 %	100.00 %		7.67 %

ASUNTOS TARIFARIOS DE LA FERC

SDG&E presenta su solicitud por separado a la FERC para su ROE autorizado sobre operaciones y activos de transmisión eléctrica regulados por la FERC. El acuerdo vigente de TO5 de SDG&E establece 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 (el complemento de la ISO de California). Si la FERC emite una orden que dicte que los IOUs de California ya no tienen derecho al complemento de la ISO de California, SDG&E reembolsaría el complemento de la ISO de California a partir de la fecha de vigencia del reembolso (1 de junio de 2019) o cualquier otra fecha establecida por la FERC si se determina que dicho reembolso es requerido en términos de la resolución TO5. El acuerdo del TO5 permanecerá en vigor hasta su vencimiento mediante notificación realizada con al menos seis meses previos al final del año de calendario. Después de dicha notificación, SDG&E presentaría una solicitud de tarifa actualizada con fecha efectiva el 1 de enero del año siguiente.

NOTA 5. SEMPRA – ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES

ADQUISICIÓN

ESJ

En marzo de 2021, Sempra Infrastructure concluyó la adquisición de una participación del 50% de Saavi Energía, S. de R.L. de C.V. en ESJ por un precio de compra de \$65 millones de dólares (neto de \$14 millones de dólares de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos) más la asunción de \$277 millones de dólares en deuda (incluyendo \$94 millones de dólares adeudados de ESJ a Sempra Infrastructure eliminados al consolidar). Sempra Infrastructure previamente contabilizaba su en ESJ como una inversión bajo el método de participación en capital. Esta adquisición incrementó la participación de SI Partners en ESJ de 50% a 100%. Contabilizamos esta adquisición de activos usando un modelo de acumulación de costos donde el costo de adquisición y el reflejo del valor en libros de nuestra participación que previamente teníamos en ESJ (\$34 millones de dólares) se asignaron a activos adquiridos (\$458 millones de dólares) y pasivos asumidos (\$345 millones de dólares) en función de sus valores razonables relativos. ESJ es dueña de una instalación de generación de energía eólica totalmente operativa con una capacidad matriculada de 155 MW que es contratada en su totalidad por SDG&E bajo un PPA a largo plazo. Sempra Infrastructure registró un activo intangible de \$190 millones de dólares por el valor razonable relativo del PPA que será amortizado durante un período de 14 años contra ingresos. El 15 de enero de 2022, ESJ concluyó la construcción e inicio operaciones comerciales de una segunda instalación de generación de energía eólica, con una capacidad matriculada de 108 MW que también está completamente contratada por SDG&E bajo un contrato de PPA a largo plazo.

DESINVERSIÓN

PXiSE

En diciembre de 2021, Sociedad Controladora y otros completó la venta de su participación del 80% en PXiSE por recursos totales en efectivo de \$38 millones de dólares, netos de costos de transacción por \$4 millones de dólares, y registró una utilidad de \$36 millones de dólares (\$26 millones de dólares después de impuestos), la cual se incluye en Utilidad por Venta de Activos en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra.

NOTA 6. SEMPRA - INVERSIONES EN ENTIDADES NO CONSOLIDADAS

En términos generales, contabilizamos las inversiones conforme al método de participación en capital cuando tenemos una influencia significativa en estas entidades, pero no tenemos control de las mismas. Las utilidades y pérdidas de participación, antes y netas de impuestos, se combinan y presentan como Participación en Utilidades en los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo. Las distribuciones recibidas del método de participación en capital se clasifican en los Estados Consolidados de Resultados ya sea como rendimiento de inversión en actividades de operación o como rendimiento de inversión en actividades de inversión con base en la “naturaleza de la distribución”.

Nuestras inversiones por el método de participación en capital incluyen varias empresas nacionales y extranjeras. Nuestras empresas nacionales en las que se aplica el método de participación en capital son generalmente sociedades que son entidades de transferencia para efectos del impuesto a las utilidades y por lo tanto no registran el impuesto. El impuesto a las utilidades de Sempra a las utilidades de estas empresas en las que se aplica el método de participación en capital, con excepción de Oncor Holdings, como se explica a continuación, se incluye en Gastos por Impuestos en los Estados Consolidados de Resultados. Nuestras empresas extranjeras en las que se aplica el método de participación en capital, son por lo general, sociedades cuyas operaciones son gravables de forma independiente en los países en los que operan, y reconocemos nuestra participación en dichos ingresos o pérdidas netos del impuesto de la empresa en la que se aplica el método de participación en capital. Ver la Nota 8 obtener información sobre cómo se factorizan las utilidades y pérdidas de participación antes de impuestos en los cálculos de nuestros ingresos o pérdidas antes de impuestos y ETR.

Proporcionamos los valores contables de nuestras inversiones y las utilidades de estas inversiones por segmento en las siguientes tablas.

MÉTODO DE PARTICIPACIÓN EN CAPITAL Y OTRAS INVERSIONES⁽¹⁾

(En millones de dólares)

	Porcentaje de participación		Balance de inversión	
	31 de diciembre de			
	2023	2022	2023	2022
Sempra Texas Utilities:				
Oncor Holdings ⁽²⁾	100 %	100 %	\$ 14,266	\$ 13,665
Sempra Texas Utilities:				
Sharyland Holdings ⁽³⁾	50 %	50 %	\$ 114	\$ 107
Sempra Infraestructure:				
Cameron LNG JV ⁽⁴⁾	50.2	50.2	1,008	886
IMG ⁽⁵⁾	40	40	620	591
TAG Norte ⁽⁶⁾	50	50	501	428
Sociedad Controladora y otros:				
Otros			1	—
Total			\$ 2,244	\$ 2,012

⁽¹⁾ Todos los montos son antes de NCI, en su caso.

⁽²⁾ El valor contable de nuestra inversión bajo el método de participación en capital es superior en \$2,870 y \$2,856 a la participación subyacente en los activos netos de la entidad participada al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, debido a \$2,868 de crédito mercantil por el método de participación en capital y \$69 en diferencias de base en AOCI, compensado por \$67 y \$81 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, debido a un pasivo de reparto de impuestos a TTI bajo un acuerdo de reparto de impuestos.

⁽³⁾ El valor contable de nuestra inversión bajo el método de participación en capital es superior en \$41 a la participación subyacente en los activos netos de la participada debido al crédito mercantil por el método de participación en capital.

⁽⁴⁾ El valor contable de nuestra inversión bajo el método de participación en capitales superior en \$262 y \$270 a la participación subyacente en los activos netos de la empresa participada al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, debido principalmente a las garantías, los intereses capitalizados en la inversión antes de que el JV comience sus operaciones y la amortización de las tarifas de garantía y los intereses capitalizados a partir de entonces.

⁽⁵⁾ El valor contable de nuestra inversión bajo el método de participación en capital es superior en \$5 a la participación subyacente en los activos netos de la participada debido a las garantías.

⁽⁶⁾ El valor contable de nuestra inversión bajo el método de participación en capital es superior en \$130 a la participación subyacente en los activos netos de la participada debido al crédito mercantil por el método de participación en capital.

UTILIDADES DE INVERSIONES BAJO EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN EN CAPITAL⁽¹⁾

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
UTILIDADES REGISTRADAS ANTES DEL IMPUESTOS⁽²⁾:			
Sempra Texas Utilities:			
Sharyland Holdings	\$ 7	\$ 7	\$ 5
Sempra Infraestructure:			
Cameron LNG JV ⁽³⁾	586	659	559
Sociedad Controladora y Otros:			
RBS Sempra Commodities	40	—	50
	633	666	614
UTILIDAD REGISTRADA NETA DEL IMPUESTO A LAS UTILIDADES:			
Sempra Texas Utilities:			
Oncor Holdings	694	735	617
Sempra Infraestructure:			
ESJ	—	—	2
IMG	40	68	83
TAG Norte	114	29	27
	848	832	729
Total	\$ 1,481	\$ 1,498	\$ 1,343

⁽¹⁾ Todos los montos son antes de NCI, en su caso.

⁽²⁾ Proporcionamos nuestro cálculo ETR en la Nota 8.

⁽³⁾ Incluye \$9, \$12 y \$3 de diferencias de base en las participaciones de utilidades relacionadas con AOCI en 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Proporcionamos las aportaciones realizadas y las distribuciones de nuestras inversiones por segmento en las siguientes tablas.

GASTOS DE INVERSIONES

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra Texas Utilities:			
Oncor Holdings	\$ 363	\$ 341	\$ 566
Sharyland Holdings	4	5	—
	367	346	566
Sempra Infrastructure:			
Cameron LNG JV	15	30	2
ESJ	—	—	65
	15	30	67
Total	\$ 382	\$ 376	\$ 633

DISTRIBUCIONES DE INVERSIONES

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra Texas Utilities:			
Oncor Holdings ⁽¹⁾	\$ 441	\$ 340	\$ 681
Sharyland Holdings	4	5	7
	445	345	688
Sempra Infrastructure:			
Cameron LNG JV	456	509	623
ESJ	—	—	4
IMG	11	—	—
TAG Norte	36	32	45
	503	541	672
Total	\$ 948	\$ 886	\$ 1,360

⁽¹⁾ Al incluir pagos recibidos bajo un acuerdo de reparto de impuestos, las distribuciones serían por \$558, \$443 y \$753 en 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 nuestra parte de las ganancias no distribuidas de las inversiones bajo el método de participación en capital era de \$2.5 mil millones de dólares y \$2.0 mil millones de dólares, respectivamente, incluyendo \$496 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023 en ganancias no distribuidas de inversiones en las que tenemos menos del 50% de participación.

ONCOR HOLDINGS

Contabilizamos nuestra participación de capital del 100% en Oncor Holdings, que es titular de una participación de 80.25% en Oncor, como una inversión bajo el método de participación. Debido a que Sempra no controla ni a Oncor Holdings ni a Oncor y las medidas de protección, mecanismos de gobierno corporativo y compromisos vigentes, limitan nuestra capacidad para dirigir la administración, políticas y operaciones de Oncor Holdings y Oncor, incluyendo nuestra capacidad de dirigir las actividades significativas de Oncor Holdings y Oncor, incluyendo el despliegue o la disposición de sus activos, las declaraciones de dividendos, la planificación estratégica y otras cuestiones y acciones corporativas importantes. También tenemos una representación limitada en los consejos de administración de Oncor Holdings y Oncor.

Oncor es una asociación doméstica para efectos del impuesto a las utilidades federal de Estados Unidos y no se incluye en la declaración consolidada del impuesto a las utilidades de Sempra. En su lugar, sólo se incluyen en nuestra declaración de impuestos consolidada las participaciones de capital antes de impuestos de nuestra inversión en Oncor Holdings (una entidad excluida para efectos fiscales). Un acuerdo de reparto de impuestos con TTI, Oncor Holdings y Oncor dispone que se calcule la obligación de pagar el impuesto a las utilidades sustancialmente como si Oncor Holdings y Oncor tributaran como corporaciones

y requiere pagos de impuestos determinados sobre esa base. Si bien las asociaciones no están sujetas al impuesto a las utilidades, en consideración al acuerdo de reparto de impuestos y al hecho de que Oncor está sujeta a las disposiciones de los GAAP de EE.UU. que rigen las operaciones con tarifas reglamentarias, Oncor reconoce los importes determinados con arreglo a los procesos de fijación de tarifas reglamentarias basadas en los costos (tales costos incluyen el impuesto a las utilidades), como si estuviera gravada como una corporación. En consecuencia, dado que Oncor Holdings consolida a Oncor, reconocemos la participación en utilidades de nuestra inversión en Oncor Holdings netas de su impuesto a las utilidades registrado.

Proporcionamos información resumida del estado de resultados y del balance de Oncor Holdings en la siguiente tabla.

INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA – ONCOR HOLDINGS

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Ingresos de operaciones	\$ 5,586	\$ 5,243	\$ 4,764
Gastos de operación	(4,026)	(3,682)	(3,397)
Utilidad de la operación	1,560	1,561	1,367
Gastos de interés	(536)	(445)	(413)
Gastos de impuestos	(192)	(203)	(163)
Utilidad neta	849	893	760
NCI mantenidos por TTI	(170)	(179)	(152)
Utilidades atribuibles a Sempra ⁽¹⁾	679	714	608

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Activos circulantes	\$ 1,431	\$ 1,223
Activos no circulantes	34,649	31,703
Pasivos circulantes	1,625	1,579
Pasivos no circulantes	19,727	17,405
NCI mantenidos por TTI	3,338	3,141

⁽¹⁾ Excluye ajustes a la participación en utilidades relacionados con la amortización de una obligación de reparto de impuestos asociado a un acuerdo de reparto de impuestos y cambios en las diferencias de base en AOCI dentro del valor contable de nuestra inversión bajo el método de participación en capital.

SHARYLAND HOLDINGS

Contabilizamos nuestra participación accionaria del 50% en Sharyland Holdings, un JV con SU Investment Partners, L.P. que es propietaria al 100% de Sharyland Utilities, como una inversión bajo el método de participación.

CAMERON LNG JV

Cameron LNG JV es un JV entre Sempra y tres socios de proyecto, TotalEnergies SE, Mitsui & Co., Ltd., y Japan LNG Investment, LLC, una empresa propiedad conjunta de Mitsubishi Corporation y Nippon Yusen Kabushiki Kaisha. Contabilizamos la inversión de SI Partners del 50.2% en Cameron LNG JV según el método de la participación.

Pagaré de Sempra para la Distribución de SDSRA

Los documentos de la deuda de Cameron LNG JV requieren que Cameron LNG JV mantenga la SDSRA, que es una cuenta de reserva adicional a la Cuenta de Servicio de la Deuda, en la cual se acumulan los fondos de operaciones para cumplir con las obligaciones de la deuda devengadas y pagables en la siguiente fecha de pago. Ambas cuentas pueden ser fondeadas con efectivo o inversiones autorizadas. En junio de 2021, Sempra Infrastructure recibió una distribución por \$165 millones de dólares basado en su participación proporcional de la SDSRA, para lo cual Sempra proporcionó un pagaré y cartas de crédito para garantizar la obligación de la parte proporcional de Cameron LNG JV de proveer fondos a SDSRA. La exposición máxima de pérdidas de Sempra es la reposición del monto dispuesto por Sempra Infrastructure de la SDSRA, o \$165 millones de dólares. Registramos una obligación garantizada por \$22 millones de dólares en junio del 2021, con un valor asociado en libros de \$19 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023, por valor razonable del pagaré, el cual se reduce durante la vigencia de la garantía a través de la inversión de Sempra Infrastructure en Cameron LNG JV. La garantía vencerá al pagar la totalidad de la deuda de Cameron LNG JV, se programa que ocurra en 2039, o por la reposición del monto dispuesto por Sempra Infrastructure de la SDSRA.

Contrato de Soporte de Sempra para CFIN

En julio de 2020, el CFIN celebró un acuerdo de financiamiento con los cuatro propietarios de proyectos de Cameron LNG JV, y recibió recursos totales por \$1.5 mil millones de dólares de dos propietarios de proyectos y de prestamistas externos en nombre de los otros dos propietarios del proyecto (conjuntamente, los créditos de afiliadas), con base en su participación de capital proporcional en Cameron LNG JV. El CFIN utilizó los ingresos de los créditos de afiliadas para otorgar un crédito a Cameron LNG JV. Los créditos de afiliadas vencen en 2039. El principal y los intereses se pagarán de los flujos de efectivo del proyecto de Cameron LNG JV de su instalación de licuefacción de gas natural de tres trenes. Cameron LNG JV utilizó los ingresos de su crédito para distribuir capital a sus propietarios del proyecto.

La participación proporcional de \$753 millones de dólares de Sempra Infrastructure en los créditos de afiliadas, con base en la participación de SI Partners de 50.2% en Cameron LNG JV, fue financiada por acreedores externos integrados por un sindicato de ocho bancos (la deuda bancaria) a quienes Sempra ha otorgado una garantía en virtud de un Contrato de Soporte, conforme al cual:

- Sempra garantizó de manera solidaria el pago de la deuda bancaria más intereses devengados y no pagados si CFIN no paga a los acreedores externos;
- los acreedores externos podrán ejercer una opción para colocar la deuda bancaria a Sempra Infrastructure en caso de que ocurran ciertos hechos, incluido un incumplimiento por parte del CFIN de cumplir sus obligaciones de pago en virtud de la deuda bancaria;
- los acreedores externos colocarán parte o la totalidad de la deuda bancaria a Sempra Infrastructure en el quinto, décimo, o décimo quinto aniversario de los créditos de afiliadas, a excepción de la porción de la deuda contraída por cualquier acreedor externo que decida no participar en la opción de colocación seis meses antes de la fecha de aniversario respectiva;
- Sempra Infrastructure también tiene derecho a readquirir la deuda bancaria o a refinanciar la deuda bancaria con los acreedores externos en cualquier momento; y
- el Contrato de Soporte se dará por terminado cuando se pague por completo la deuda bancaria, incluido el pago tras un evento en el que la deuda bancaria se coloque a Sempra Infrastructure.

A cambio de esta garantía, los acreedores externos pagan una comisión de garantía que se basa en la calificación crediticia de la deuda preferente no garantizada a largo plazo mejora crediticia de Sempra, cuya comisión de garantía es reconocida por Sempra Infrastructure como utilidad por intereses según sean devengados. La máxima exposición al riesgo de Sempra a la pérdida es la deuda bancaria más cualquier interés devengado y no pagado y honorarios relacionados, sujeto a un límite de responsabilidad del 130% de la deuda bancaria, o \$979 millones de dólares. Registramos el Contrato de Soporte a valor razonable, neto de las comisiones de garantía relacionadas, de manera recurrente (véase la Nota 12). Al 31 de diciembre de 2023, el valor razonable del Contrato de Soporte fue de \$23 millones de dólares, de los cuales \$7 millones de dólares están incluidos en Otros Activos Circulantes y \$16 millones de dólares están incluidos en Otros Activos de Largo Plazo, en los Balances Generales Consolidados de Sempra.

ESJ

Como describimos en la Nota 5, en marzo de 2021, SI Partners completó la adquisición del 50% restante de la participación en ESJ y ESJ se convirtió en una filial consolidada. Antes de la fecha de adquisición, SI Partners era propietaria del 50% de ESJ y contabilizaba su participación como una inversión por el método de participación.

IMG

SI Partners tiene una participación del 40% en IMG, un JV con una subsidiaria de TC Energy Corporation, y contabiliza su participación como una inversión por método de participación. IMG es propietaria y opera el gasoducto marítimo de gas natural Sur de Texas-Tuxpan, que está totalmente contratado bajo un contrato de servicio de transporte de gas natural por 35 años con la CFE.

TAG NORTE

SI Partners tiene una participación de accionaria del 50% en TAG Norte, un JV con TETL JV México Norte, S. de R.L. de C.V. y Bravo N Mergeco, S. de R.L. de C.V. que mantiene el 50% de participación en el ducto Los Ramones Norte. Sempra Infrastructure representa su 50% de participación en TAG Norte como una inversión bajo el método de participación.

RBS SEMPRA COMMODITIES

Es una sociedad de responsabilidad limitada del Reino Unido constituida por Sempra y RBS en 2008 para ser propietaria y operar los negocios de comercialización de materias primas que anteriormente operaban a través de filiales de propiedad absoluta de Sempra. Nosotros y RBS vendimos sustancialmente todos los negocios y activos de la sociedad en cuatro transacciones separadas completadas en 2010 y 2011. Desde 2011, el saldo de nuestra inversión ha reflejado nuestra parte de los activos restantes de la sociedad, incluidos los importes retenidos por la sociedad para ayudar a compensar los futuros costos generales y administrativos imprevistos necesarios para completar la disolución de la sociedad y la distribución de los activos restantes de la sociedad, en su caso. Contabilizamos nuestra inversión en RBS Sempra Commodities según el método de participación.

En 2018, deterioramos por completo nuestra inversión restante por el método de participación en RBS Sempra Commodities. En 2020, registramos un cargo de \$100 millones de dólares en Participaciones en Utilidades en el Estado Consolidado de Resultado de Sempra por las pérdidas de nuestra inversión en RBS Sempra Commodities. En 2021, redujimos este cargo en \$50 millones de dólares con base en el resultado de una resolución con HMRC y los supuestos revisados en el caso del Tribunal Superior de Justicia. En 2023, reducimos esta estimación en \$40 millones de dólares adicionales con base en el acuerdo al que se llegó con las Sociedades en Liquidación. Describimos los asuntos relacionados con RBS Sempra Commodities con más detalle en “Procedimientos Legales - Otros Sempra” en la Nota 16.

INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA

A continuación, presentamos información financiera resumida, agregada para todas las demás inversiones por el método de participación (excluyendo Oncor Holdings y RBS Sempra Commodities) para los períodos en los que estuvimos involucrados en las entidades. Los montos a continuación representan los resultados de las operaciones y la posición financiera agregada del 100% de cada una de las otras inversiones por el método de participación de Sempra.

INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA – OTRAS INVERSIONES BAJO EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN EN CAPITAL

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽¹⁾
Ingresos brutos	\$ 3,083	\$ 2,959	\$ 2,721
Gastos de operación	(776)	(772)	(719)
Utilidad de operaciones	2,307	2,187	2,002
Gastos de intereses	(570)	(505)	(548)
Utilidades netas/Utilidades ⁽²⁾⁽³⁾	1,499	1,537	1,388

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Activos circulantes	\$ 1,216	\$ 1,008
Activos no circulantes	14,826	14,786
Pasivos circulantes	1,255	1,147
Pasivos no circulantes	10,786	11,130

⁽¹⁾ En marzo de 2021, Sempra Infrastructure concluyó la adquisición de la participación restante del 50% en ESJ y ESJ se convirtió en una subsidiaria consolidada.

⁽²⁾ Excepto por nuestras inversiones en México, no se registraron impuestos por parte de las entidades, ya que son principalmente asociaciones locales.

⁽³⁾ Los montos para Cameron LNG JV excluye ajustes a participación en utilidades relacionado con la amortización de intereses capitalizados y tarifas garantizadas dentro del valor contable de nuestra inversión bajo el método de participación en capital y cambios en las diferencias de base en participación en utilidades relacionadas con AOCI.

NOTA 7. DEUDA Y LÍNEAS DE CRÉDITO

DEUDA A CORTO PLAZO

Líneas de Crédito Comprometidas

Al 31 de diciembre de 2023, Sempra mantenía una capacidad agregada de \$9.9 mil millones de dólares bajo siete líneas de crédito comprometidas principales, las cuales brindan liquidez y soporte a nuestros programas de papel comercial. Debido a que nuestros programas de papel comercial están soportados por algunas de estas líneas de crédito, reflejamos el monto del papel comercial circulante, antes de reducciones por descuentos no amortizados, y cualesquier letras de crédito en circulación como una reducción de la capacidad crédito no dispuesto en la siguiente tabla.

LÍNEAS DE CRÉDITO COMPROMETIDAS						
(En millones de dólares)						
Al 31 de diciembre de 2023						
Acreditada	Fecha de vencimiento del crédito	Crédito total	Papel comercial en circulación	Montos en circulación	Cartas de crédito en circulación	Créditos disponibles no dispuestos
Sempra	octubre de 2028	\$ 4,000	\$ (366)	\$ —	\$ —	\$ 3,634
SDG&E	octubre de 2028	1,500	—	—	—	1,500
SoCalGas	octubre de 2028	1,200	(947)	—	—	253
SI Partners y IEnova	septiembre de 2025	500	—	(425)	—	75
SI Partners y IEnova	agosto de 2026	1,000	—	—	—	1,000
SI Partners y IEnova	agosto de 2028	1,500	—	(546)	—	954
Port Arthur LNG	marzo de 2030	200	—	—	(25)	175
Total		\$ 9,900	\$ (1,313)	\$ (971)	\$ (25)	\$ 7,591

Las condiciones principales de las líneas de crédito de Sempra, SDG&E y SoCalGas reflejadas en la tabla anterior incluyen lo siguiente:

- Cada línea tiene un sindicato de 23 acreedores. Ningún prestamista individual tiene más de 6% de participación en alguna línea.
- Las líneas de crédito de Sempra, SDG&E y SoCalGas prevén la emisión de \$200 millones de dólares, \$100 millones de dólares y \$150 millones de dólares, respectivamente, de cartas de crédito. Sujeto a la obtención de compromisos de acreedores existentes o nuevos y el cumplimiento de otras condiciones especificadas, Sempra, SDG&E y SoCalGas tienen el derecho a incrementar su compromiso de cartas de crédito hasta por \$500 millones de dólares, \$250 millones de dólares y \$250 millones de dólares, respectivamente.
- Los préstamos devengan intereses a una tasa de referencia más un margen que varía dependiendo de la calificación crediticia del deudor.
- Cada prestatario deberá mantener una razón de endeudamiento a capitalización total (según se define en cada crédito) no mayor a 65% al final de cada trimestre. Al 31 de diciembre de 2023, cada Registrante estaba en cumplimiento con esta razón bajo cada línea de crédito.

SI Partners y IEnova tienen tres líneas de crédito combinadas reflejadas en la tabla anterior que requieren que las disposiciones sean realizadas únicamente en dólares de EE.UU. e incluyen las siguientes condiciones principales:

- Las disposiciones en la línea de crédito de \$500 millones de dólares generan intereses a una tasa anual equivalente a la SOFR a plazo más 80 bps (incluyendo una sobretasa de ajuste de crédito).
- La línea de crédito de \$1.0 mil millones de dólares establece disposiciones de hasta \$1.0 mil millones de dólares a través de un sindicato de 12 acreedores disponible para SI Partners y hasta \$910 millones de dólares a través de un sindicato de 11 acreedores disponible para IEnova, sujeto a un límite de disposición combinado de \$1.0 mil millones de dólares. Este crédito:
 - Genera intereses sobre las disposiciones a una tasa de referencia más un margen que varía según la calificación crediticia de SI Partners (más una sobretasa de ajuste de tasa sobre la SOFR a plazo de 10 bps en todos los plazos).

- Establece la emisión de hasta \$200 millones de dólares en cartas de crédito, sujeto a una carta de crédito combinada por \$200 millones de dólares, que puede ser emitida en dólares de EE.UU. o pesos mexicanos y que reduce el crédito disponible no dispuesto.
- Incluye un sublímite de \$100 millones de dólares para préstamos swingline, por lo que cualquier cantidad pendiente reduciría el crédito disponible no utilizado. Al 31 de diciembre de 2023 no había préstamos swingline pendientes.
- Otorga ya sea a SIPartners o IEnova el derecho de aumentar el crédito total a \$1.5 mil millones de dólares, sujeto a aprobación del prestamista, con disposiciones de hasta \$1.5 mil millones a través de un sindicato de 12 acreedores disponible para SI Partners y hasta \$1,365 millones de dólares a través de un sindicato de 11 acreedores disponible para IEnova.
- Las disposiciones bajo la línea de crédito de \$1.5 mil millones de dólares, con disposiciones de hasta \$1.5 mil millones de dólares a través de un sindicato de 12 acreedores disponible para SI Partners y hasta \$1,365 millones de dólares a través de un sindicato de 11 acreedores disponible para IEnova, sujeto a un límite de crédito combinado de \$1.5 mil millones de dólares, generan intereses a una tasa de interés anual igual a la SOFR a plazo más 90 bps (incluyendo una sobretasa de ajuste de crédito.).

Adicionalmente, las tres líneas de crédito compartidas por SI Partners y IEnova requieren que SI Partners mantenga una razón de endeudamiento neto ajustado para consolidar las utilidades antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (según se definen en cada línea de crédito) no superior a 5.25 a 1.00 al final de cada trimestre. Al 31 de diciembre de 2023, SI Partners se encontraba en cumplimiento con esta razón.

En marzo de 2023, Port Arthur LNG celebró un contrato de crédito de capital de trabajo inicial por siete años con un sindicato de acreedores que vence en marzo de 2030. La línea de crédito permite realizar disposiciones hasta por \$200 millones de dólares, que generan intereses por referencia a la SOFR a plazo más el margen correspondiente y una sobretasa de ajuste de crédito. La línea de crédito también establece la emisión de hasta \$200 millones de dólares de cartas de crédito, que reduce el crédito disponible no dispuesto.

Línea de Crédito No Comprometida

ECA LNG Fase 1 tienen una línea de crédito no comprometida, la cual generalmente es usada para requerimientos de capital de trabajo, con una capacidad agregada de \$200 millones de dólares, de los cuales \$60 millones de dólares se encontraban en circulación al 31 de diciembre de 2023. Los montos en circulación son antes de la reducción por cualquier descuento sin amortizar. Los préstamos pueden ser en dólares de los EE.UU. o pesos mexicanos. Al 31 de diciembre de 2023 los montos restantes fueron otorgados en pesos mexicanos y generan intereses a una tasa variable basada en la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio a 28 días más 105 bps. En junio de 2023, la línea de crédito fue modificada para extender la fecha de vencimiento a agosto de 2024 y reemplazar la Tasa de Oferta Interbancaria de Londres más 105 bps por la tasa SOFR más 115 bps. Como tal, las disposiciones realizadas en dólares de los EE.UU. general intereses a una tasa variable basada en la SOFR a un mes o a tres meses más 115 bps.

Cartas de Crédito No Comprometidas

En adición a las líneas de crédito dentro y fuera de los EE.UU., contamos con cartas de crédito quirografarias que no están comprometidas y que están soportadas por contratos de reembolso. Al 31 de diciembre de 2023, teníamos \$513 millones de dólares en cartas de crédito vigentes bajo dichos contratos.

CARTAS DE CRÉDITO NO COMPROMETIDAS EN CIRCULACIÓN

(En millones de dólares)

	Rango de fecha de vencimiento	31 de diciembre de 2023
SDG&E	enero de 2024 – noviembre de 2024	\$ 25
SoCalGas	marzo de 2024 – noviembre de 2024	20
Otros Sempra	enero de 2024 – octubre de 2043	468
Total Sempra		\$ 513

Tasas de Interés Promedio Ponderadas

Las tasas de interés promedio ponderadas en toda la deuda a corto plazo fueron la siguiente:

TASAS DE INTERÉS PROMEDIO PONDERADAS

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Sempre	5.96 %	5.57 %
SDG&E	—	4.76
SoCalGas	5.44	4.71

DEUDA A LARGO PLAZO

Las siguientes tablas muestran el detalle y los vencimientos de la deuda a largo plazo en circulación.

DEUDA A LARGO PLAZO Y ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
SDG&E:		
Bonos hipotecarios en primer lugar (garantizados por activos de planta):		
3.6% 1 de septiembre de 2023	\$ —	\$ 450
2.5% 15 de mayo de 2026	500	500
6% 1 de junio de 2026	250	250
4.95% 15 de agosto de 2028	600	—
1.7% 1 de octubre de 2030	800	800
3% 15 de marzo de 2032	500	500
5.35% 15 de mayo de 2035	250	250
6.125% 15 de septiembre de 2037	250	250
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	400
2.95% 15 de agosto de 2051	750	750
3.7% 15 de marzo de 2052	500	500
5.35% 1 de abril de 2053	800	—
	<u>8,350</u>	<u>7,400</u>
Otra deuda a largo plazo (sin garantía)		
Notas a tasas variable (5.99% al 31 de diciembre de 2023) 18 de febrero de 2024 ⁽¹⁾	400	400
Obligaciones de arrendamiento financiero:		
Contratos de adquisición de energía	1,166	1,194
Otros	67	62
	<u>1,633</u>	<u>1,656</u>
	<u>9,983</u>	<u>9,056</u>
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	(441)	(489)
Descuento no amortizado de deuda a largo plazo	(29)	(20)
Costos de emisión de deuda no amortizada	(60)	(50)
Total SDG&E	\$ 9,453	\$ 8,497

⁽¹⁾ Deuda a largo plazo exigible que no está sujeta a disposiciones de compensación.

DEUDA A LARGO PLAZO Y ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
SoCalGas:		
Bonos hipoteca en primer lugar (garantizados por 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
2.55% 1 de febrero de 2030	650	650
5.20% 1 de junio de 2033	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	350
6.35% 15 de noviembre de 2052	600	600
5.75% 1 de junio de 2053	500	—
	<u>6,050</u>	<u>5,050</u>
Otra deuda a largo plazo (sin garantía)		
Notas a tasas variables (5.10% al 31 de diciembre de 2022) 14 de septiembre de 2023 ⁽¹⁾	—	300
1.875% Notas 14 de mayo de 2026 ⁽¹⁾	4	4
2.95% Notas 15 de abril 2027	700	700
5.67% Notas 18 de enero de 2028 ⁽²⁾	5	5
Obligaciones de arrendamiento financiero	107	87
	<u>816</u>	<u>1,096</u>
	<u>6,866</u>	<u>6,146</u>
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	(523)	(318)
Descuento no amortizado de deuda a largo plazo	(13)	(12)
Costo de emisión de deuda no amortizada	(42)	(36)
Total SoCalGas	\$ 6,288	\$ 5,780

⁽¹⁾ Deuda a largo plazo exigible que no está sujeta a disposiciones de compensación.

⁽²⁾ La deuda no es amortizable.

DEUDA A LARGO PLAZO Y ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS (CONTINÚA)*(En millones de dólares)*

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Otros Sempra:		
Sempra - Otra deuda a largo plazo (sin garantía):		
3.3% Notas 1 de abril de 2025	\$ 750	\$ 750
5.40% Notas 1 de agosto de 2026	550	—
3.25% Notas 15 de junio de 2027	750	750
3.4% Notas 1 de febrero de 2028	1,000	1,000
3.7% Notas 1 de abril de 2029	500	500
5.50% Notas 1 de agosto de 2033	700	—
3.8% Notas 1 de febrero de 2038	1,000	1,000
6% Notas 15 de octubre de 2039	750	750
4% Notas 1 de febrero de 2048	800	800
4.125% Notas Junior Subordinadas 1 de abril de 2052 ⁽¹⁾	1,000	1,000
5.75% Notas Junior Subordinadas 1 de julio de 2079 ⁽¹⁾	758	758
	8,558	7,308
Sempra Infrastructure - Otra deuda a largo plazo (sin garantía salvo que se indique lo contrario):		
6.3% Notas (4.12% tras la entrada en vigor del swap de divisas de 2013) 2 de febrero de 2023	—	201
Préstamo a tasa variable (8.31% al 31 de diciembre de 2023) 9 de diciembre de 2025	832	575
3.75% Notas 14 de enero de 2028	300	300
Préstamo incluyendo \$200 a tasas variables (5.33% después de swaps de tasas variables a fijas efectivos en 2023) y \$58 a tasas variables (tasa promedio ponderada de 7.37% al 31 de diciembre de 2023) 20 de marzo de 2030, garantizados por activos de la planta ⁽¹⁾	258	—
3.25% Notas 15 de enero de 2032	400	400
Préstamo a tasas variables (4.03% después de swaps de tasas variables a fijas efectivos en 2019) pagaderos del 15 de junio de 2022 al 19 de noviembre de 2034 ⁽¹⁾	96	98
Préstamo a tasas variables (4.03% después de swaps de tasas variables a fijas efectivos en 2019) pagaderos del 15 de junio de 2022 al 19 de noviembre de 2034 ⁽¹⁾	96	98
Préstamo a tasas variables (2.38% después de swaps de tasas variables a fijas efectivos en 2020) pagaderos del 15 de junio de 2022 al 19 de noviembre de 2034 ⁽¹⁾	96	98
2.9% Préstamo pagadero del 15 de junio de 2022 al 19 de noviembre de 2034 ⁽¹⁾	231	236
4.875% Notas 14 de enero de 2048	540	540
4.75% Notas 15 de enero de 2051	800	800
	3,649	3,346
	12,207	10,654
Porción circulante de deuda a largo plazo	(11)	(212)
Descuento no amortizado de deuda a largo plazo	(66)	(62)
Costo de emisión de deuda no amortizada	(112)	(109)
Total Otros de Sempra	12,018	10,271
Total Sempra	\$ 27,759	\$ 24,548

⁽¹⁾ Deuda a largo plazo exigible que no está sujeta a disposiciones de compensación.

Al 31 de diciembre de 2023, los vencimientos de deuda a largo plazo programados son como se muestran a continuación:

VENCIMIENTO DE DEUDA A LARGO PLAZO⁽¹⁾

(En millones de dólares)

	SDG&E	SoCalGas	Otros Sempra	Total Sempra
2024	\$ 400	\$ 500	\$ 11	\$ 911
2025	—	350	1,651	2,001
2026	750	504	600	1,854
2027	—	700	799	1,499
2028	600	5	1,349	1,954
A partir de entonces	7,000	4,700	7,797	19,497
Total	\$ 8,750	\$ 6,759	\$ 12,207	\$ 27,716

⁽¹⁾ Excluye las obligaciones de arrendamiento financiero, descuentos y costos de emisión de deuda.

Varias obligaciones a largo plazo por un total de \$13.1 mil millones de dólares de Sempra al 31 de diciembre de 2023 no están garantizadas. Esto incluye obligaciones a largo plazo no garantizadas por un total de \$400 millones de dólares en SDG&E y \$709 millones en SoCalGas.

Deuda a Largo Plazo Amortizable

A la elección de Sempra, SDG&E y SoCalGas, cierta deuda al 31 de diciembre de 2023 es amortizable sujeta a primas:

DEUDA A LARGO PLAZO AMORTIZABLE

(En millones de dólares)

	SDG&E	SoCalGas	Otros Sempra	Total Sempra
No sujeta a disposiciones de amortización	\$ 400	\$ 4	\$ 2,535	\$ 2,939
Sujeta a disposiciones de amortización	8,350	6,750	9,672	24,772

Primeros Bonos Hipotecarios

SDG&E y SoCalGas emiten bonos de primera hipoteca garantizados por gravámenes sobre los activos de sus respectivas plantas de servicios públicos. SDG&E y SoCalGas pueden emitir bonos de primera hipoteca adicionales si cumplen con las disposiciones de sus acuerdos de bonos (actas de emisión). Estas actas de emisión requieren, entre otras cosas, el cumplimiento de pruebas de cobertura de ingresos pro forma sobre los intereses de los bonos de primera hipoteca y la disponibilidad de suficientes propiedades hipotecadas para respaldar los bonos adicionales, después de dar efecto a los reembolsos de bonos anteriores. La más restrictiva de estas pruebas (la prueba de la propiedad) permitiría la emisión, sujeta a la autorización de la CPUC, de bonos hipotecarios adicionales por valor de \$8.2 mil millones de dólares en SDG&E y \$1.6 mil millones de dólares en SoCalGas al 31 de diciembre de 2023.

SDG&E

En marzo de 2023, SDG&E emitió \$800 millones de dólares, un monto principal agregado de 5.35% en primeros bonos hipotecarios con vencimiento el 1 de abril de 2053 y recibió recursos por \$783 millones de dólares (neto de \$17 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Los primeros bonos hipotecarios son amortizables antes de su vencimiento, sujeto a sus términos, y en determinadas circunstancias sujeto a disposiciones de compensación. SDG&E utilizó los recursos netos para fines corporativos generales, incluyendo pagar papel comercial y otras deudas.

En agosto de 2023, SDG&E emitió \$600 millones de dólares, un monto principal agregado de 4.95% en primeros bonos hipotecarios verdes con vencimiento el 15 de agosto de 2028 y recibió recursos por \$593 millones de dólares (neto de \$7 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Los primeros bonos hipotecarios son amortizables antes de su vencimiento, sujeto a sus términos, y en determinadas circunstancias sujeto a disposiciones de compensación. SDG&E pretende utilizar los recursos netos para financiar o refinanciar inversiones en proyectos elegibles que encuadren en una o más de las siguientes categorías: adaptación al cambio climático, soluciones de energía limpia y transporte limpio.

SoCalGas

En mayo de 2023, SoCalGas emitió \$500 millones de dólares de monto principal agregado de 5.20% en primeros bonos hipotecarios con vencimiento en su totalidad el 1 de junio de 2033 y recibió recursos por \$495 millones de dólares (neto de \$5 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda), y \$500 millones de dólares de monto principal agregado de 5.75% en primeros bonos hipotecarios con vencimiento el 1 de junio de 2053 y recibió recursos de \$493 millones de dólares (neto de \$7 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Cada serie de primeros bonos hipotecarios son amortizables antes de su vencimiento, sujeto a sus términos, y en determinadas circunstancias sujeto a disposiciones de compensación. SoCalGas utilizó los recursos netos para pagar sus notas senior no garantizadas a tasa variable por \$300 millones de dólares previo a su vencimiento programado en septiembre de 2023, una parte de su crédito a plazo de \$800 millones de dólares y para otros fines corporativos generales.

Otras Deudas a Largo Plazo

Otros Sempra

Sempra. En junio de 2023, Sempra emitió \$550 millones de dólares, un monto principal agregado de 5.40% de notas senior no garantizadas con vencimiento el 1 de agosto de 2026 y recibió recursos por \$545 millones de dólares (neto de \$5 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda), y \$700 millones de dólares de monto principal agregado de 5.50% de notas senior no garantizadas con vencimiento el 1 de agosto de 2033 y recibimos recursos de \$692 millones de dólares (neto de \$8 millones de dólares de descuento de deuda, descuentos de colocación y costos de emisión de deuda). Cada serie de notas es amortizable antes de su vencimiento, sujeto a sus términos, y en determinadas circunstancias sujeto a disposiciones de compensación. Hemos utilizado los recursos netos para fines corporativos generales, incluyendo el pago de papel comercial y otras deudas.

ECA LNG Fase 1. ECA LNG Fase 1 tiene un contrato de crédito a cinco años con un sindicato de siete acreedores externos que vence el 9 de diciembre de 2025 por un monto principal agregado de hasta \$1.3 mil millones de dólares. IEnova y TotalEnergies SE proporcionaron garantías para el pago del crédito más los intereses devengados y no pagados de 83.4% y 16.6%, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, habían \$832 millones de dólares y \$575 millones de dólares, respectivamente, de préstamos de acreedores externos pendientes de pago bajo el contrato de crédito, con una tasa de interés promedio ponderada de 8.31% y 7.54%, respectivamente.

Port Arthur LNG. En marzo de 2023, Port Arthur LNG celebró un contrato de crédito a plazo con un sindicato de acreedores por un monto principal agregado de aproximadamente \$6.8 mil millones de dólares. Los recursos del crédito se utilizarán para financiar el costo de la construcción de la Fase 1 del proyecto PA LNG. Los préstamos vencen el 20 de marzo de 2030 y devengan intereses por referencia al SOFR a plazo, más el margen aplicable y un diferencial de ajuste del crédito. El margen aplicable antes de la finalización del proyecto PA LNG Fase 1 (que se produce tras el cumplimiento o la renuncia a una serie de pruebas y condiciones operativas, técnicas, medioambientales, entre otras, que generalmente no se cumplirían en su totalidad hasta después de la fecha de operaciones comerciales) es del 2.00%, y a partir de la finalización es del 2.25%. Los montos principales pendientes de los créditos deben ser pagados en cuotas trimestrales, comenzando en la primera de las siguientes fechas: (i) la primera fecha de pago trimestral que ocurra más de tres meses calendario después de la conclusión del proyecto PA LNG Fase 1 y (ii) el 20 de abril de 2029. Según las condiciones del contrato de crédito, al menos el 60% del saldo pendiente previsto debe cubrirse hasta 2048. Como se indica en la Nota 11, Port Arthur LNG suscribió a instrumentos de cobertura en cumplimiento de este requisito en marzo de 2023. Port Arthur LNG debe haber aportado a Port Arthur LNG un importe inicial de \$4.7 mil millones de dólares para financiar los costos de construcción como condición para el anticipo inicial de los préstamos a plazo en virtud del contrato (distintos de los anticipos para honorarios, intereses, gastos y algunos otros costes especificados). Port Arthur LNG pagó \$200 millones de dólares en costos de emisión de deuda al cierre. Además, el contrato de crédito y el contrato de línea de crédito de capital de trabajo relacionado que comentamos anteriormente exigen el pago de comisiones de compromiso calculadas a un tipo anual igual al 30% del margen aplicable a los préstamos SOFR a plazo multiplicado por los compromisos de deuda pendientes, y comisiones administrativas adicionales. Al 31 de diciembre de 2023, quedaban pendientes \$258 millones de dólares de créditos en virtud del contrato de crédito, con un tipo de interés medio ponderado global del 5.81%.

En relación con este contrato de crédito, SI Partners y ConocoPhillips se han comprometido conjuntamente a aportar aproximadamente \$2.8 mil millones de dólares en fondos propios en beneficio de Port Arthur LNG para la parte de capital que corresponde a sus respectivas afiliadas del financiamiento de los costos de construcción previstos del proyecto PA LNG Fase 1, por encima del importe inicial de financiamiento de \$4.7 mil millones de dólares. El importe de cada compromiso se basa en la participación indirecta proporcional de SI Partners y ConocoPhillips en Port Arthur LNG del 70% y del 30%, respectivamente, a partir del contrato de crédito de marzo 2023. La obligación en virtud de estas garantías se reducirá a medida que sus respectivas afiliadas financien su participación proporcional directa de las llamadas de capital. Port Arthur LNG puede recurrir a este

financiamiento de capital para financiar los costos del proyecto o, en caso de que se emprenda una acción de ejecución en virtud de los términos de los documentos financieros de Port Arthur LNG, para pagar sus obligaciones de deuda preferente.

Las obligaciones garantizadas *pari passu* en virtud de los documentos de financiamiento relacionados están garantizadas por un gravamen en primer lugar (sujeto a los gravámenes habituales permitidos) sobre prácticamente la totalidad de los activos de Port Arthur LNG, incluidas las participaciones en el capital en, y las propiedades inmobiliarias de, Port Arthur LNG.

NOTA 8. IMPUESTOS A LA UTILIDAD

Proporcionamos nuestros cálculos respecto de la ETR en la siguiente tabla.

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
GASTO (BENEFICIO) DE IMPUESTO Y TASAS DE IMPUESTO EFECTIVA			
<i>(En millones de dólares)</i>			
Sempra:			
Gasto por impuesto a la utilidad	\$ 490	\$ 556	\$ 99
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y participación en utilidades	\$ 2,627	\$ 1,343	\$ 219
Participación en utilidades, antes de impuesto a la utilidad ⁽¹⁾	633	666	614
Utilidad antes de impuestos	\$ 3,260	\$ 2,009	\$ 833
Tasa de impuesto efectiva	15 %	28 %	12 %
SDG&E:			
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (26)	\$ 182	\$ 201
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	\$ 910	\$ 1,097	\$ 1,020
Tasa de impuesto efectiva	(3)%	17 %	20 %
SoCalGas:			
(Beneficio) gasto por impuesto a la utilidad	\$ (5)	\$ 138	\$ (310)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos a la utilidad	\$ 807	\$ 738	\$ (736)
Tasa de impuesto efectiva	(1)%	19 %	42 %

⁽¹⁾ *Discutimos como se reconocen la participación en utilidades en la Nota 6.*

Para SDG&E y SoCalGas, la CPUC requiere un tratamiento de flujo a través de la tasa para el beneficio o gasto actual del impuesto que surge de ciertas diferencias relacionadas con la propiedad y otras diferencias temporales entre el tratamiento para los informes financieros y el impuesto, que se revertirá con el tiempo. Según el tratamiento contable reglamentario requerido para estas diferencias temporales de flujo, los activos y pasivos del impuesto diferido no se registran en gastos o beneficios del impuesto diferido, sino en un activo o pasivo reglamentario, que afecta a la ETR. Como resultado, los cambios en el tamaño relativo de estos elementos en comparación con los ingresos antes de impuestos, de un período a otro, pueden causar variaciones en la ETR. Los siguientes elementos están sujetos al tratamiento de flujo:

- gastos por reparaciones relacionados con una parte de los activos fijos de una planta de servicios públicos
- la parte de capital de AFUDC, que está exenta de impuestos
- una parte de los costos de remover activos de una planta de servicios públicos
- gastos de desarrollo de software propio para servicios públicos
- depreciación de una parte de los activos de planta de servicios públicos
- impuestos estatales

La AFUDC relacionada con capital registrado para proyectos de construcción regulados en Sempra Infrastructure tienen un tratamiento similar.

Presentamos en la siguiente tabla la conciliación de las tasas de impuestos legales federales EE.UU. a nuestras ETRs.

CONCILIACION DE LAS TASAS FEDERALES CON LAS TASAS EFECTIVAS DE IMPUESTOS

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Tasa de impuestos legales federales de EE.UU.	21 %	21 %	21 %
Efectos de tipo de cambio e inflación ⁽¹⁾	9	9	1
Depreciación de empresa de servicios públicos	3	4	8
Ganancias fuera de EE.UU. con tasas de impuestos distintas a las tasas de impuesto legales de EE.UU. ⁽²⁾	1	3	5
Impuestos estatales, beneficio de impuesto federal neto	1	1	(4)
Diferencias de base externas	—	6	9
Pérdidas por deterioro	—	—	(1)
Elementos relacionados con la compensación	—	—	(1)
Provisiones de valuación	—	(2)	1
Utilidad de gastos de desarrollo de software propio	(1)	—	(5)
Provisión para fondos utilizados durante la construcción	(1)	(1)	(3)
Amortización impuestos diferidos acumulados	(1)	(2)	(3)
Medición de impuestos diferidos	(1)	(3)	(4)
Resolución de elementos de impuestos de años anteriores	(2)	(2)	—
Participación no controladora	(3)	—	(2)
Créditos fiscales	(5)	(1)	—
Gastos de reparación de empresas de servicio público	(6)	(5)	(9)
Otros, neto	—	—	(1)
Tasa efectiva de impuesto	15 %	28 %	12 %
SDG&E:			
Tasa de impuestos legales federales de EE.UU.	21 %	21 %	21 %
Depreciación	5	3	3
Impuestos estatales, beneficio de impuesto federal neto	2	4	5
Gastos de desarrollo de software propio	(1)	—	(1)
Resolución de elementos de impuestos de años anteriores	(1)	(2)	—
Amortización impuestos diferidos acumulados	(2)	(2)	(2)
Provisión para fondos utilizados durante la construcción	(2)	(2)	(2)
Gastos de reparación	(8)	(5)	(4)
Créditos fiscales	(16)	—	—
Otros, neto	(1)	—	—
Tasa efectiva de impuesto	(3)%	17 %	20 %
SoCalGas:			
Tasa de impuestos legales federales de EE.UU.	21 %	21 %	21 %
Depreciación	5	5	(5)
Gastos no deducibles	—	2	—
Provisión para fondos utilizados durante la construcción	(1)	(2)	1
Impuestos estatales, beneficio de impuesto federal neto	(2)	2	11
Gastos de desarrollo de software propio	(2)	—	5
Amortización impuestos diferidos acumulados	(2)	(2)	2
Resolución de elementos de impuestos de años anteriores	(6)	—	—
Gastos de reparación	(14)	(6)	5
Otros, neto	—	(1)	2
Tasa efectiva de impuesto	(1)%	19 %	42 %

⁽¹⁾ Dadas las fluctuaciones del peso mexicano contra el dólar de EE.UU. Hemos registrado un gasto (beneficio) por impuestos de los efectos de operación cambiario e inflacionario debido a la apreciación (depreciación) del peso mexicano. En 2021, hemos reconocido pérdidas en Otras Utilidades Neto, en los Estados Consolidados de Resultados de derivados de tipo de cambio que cubren parcialmente la exposición de la exposición de los movimientos de Sempra Infrastructure en el peso mexicano de su participación controladora en IEnova.

⁽²⁾ Relacionados a las operaciones en México.

Esperamos repatriar de aproximadamente \$2.4 mil millones de dólares en utilidades no distribuidas extranjeras previsibles en el futuro, y hemos acumulado \$70 millones de dólares del pasivo fiscal diferido estatal de EE.UU. al 31 de diciembre de 2023. Repatriamos aproximadamente \$108 millones de dólares y \$38 millones de dólares a los EE.UU. en 2023 y 2021, respectivamente.

En el año terminado el 31 de diciembre de 2022, reconocimos un gasto por impuestos de \$120 millones de dólares por un pasivo por impuesto diferido relacionado con diferencias en bases externas en nuestras subsidiarias extranjeras en la que hemos considerado previamente como reinvertidas indefinidamente. No registramos impuestos diferidos con respecto a las diferencias de bases restantes de aproximadamente \$700 millones de dólares entre los estados financieros y cantidades de impuestos por inversión en nuestras subsidiarias fuera de EE.UU., ya que consideramos que serán reinvertidas indefinidamente al 31 de diciembre de 2023. El remanente de las diferencias de las bases es calculado de conformidad con las leyes fiscales federales de EE.UU., las cuales pueden ser diferentes a las leyes fiscales de California y de las de jurisdicciones extranjeras. Actualmente no es posible determinar el importe hipotético del impuesto que se debería pagar si las diferencias de base fueran realizadas.

La siguiente tabla muestra los componentes geográficos de la utilidad antes de impuestos.

UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			
<i>(En millones de dólares)</i>			
	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Por componentes geográficos:			
EE.UU.	\$ 2,678	\$ 1,449	\$ 346
Distinto a EE.UU.	582	560	487
Total⁽¹⁾	\$ 3,260	\$ 2,009	\$ 833

⁽¹⁾ Ver la tabla de Gasto (Beneficio) Fiscal y Tasas de Utilidad Efectivas anterior para el cálculo de utilidad antes de impuestos.

Las utilidades antes de impuestos en EE.UU. fueron menores en 2021 comparadas a 2023 y 2022 principalmente debido a los cargos relacionados con litigios en 2021 relacionados a la Fuga, lo cual describimos en la Nota 16.

Los componentes del gasto por impuesto son los siguientes.

GASTO (BENEFICIO) POR IMPUESTO

(En millones de dólares)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Actual:			
Federal de EE.UU.	\$ 102	\$ —	\$ —
Estatad EE.UU.	3	(1)	(6)
Distinto a EE.UU.	208	165	183
Total	313	164	177
Diferido:			
Federal de EE.UU.	(56)	248	(9)
Estatad EE.UU.	18	50	(37)
Distinto a EE.UU.	225	94	(31)
Total	187	392	(77)
Créditos fiscales diferidos a la inversión	(10)	—	(1)
Gasto por impuesto total	\$ 490	\$ 556	\$ 99
SDG&E:			
Actual:			
Federal de EE.UU.	\$ (156)	\$ 76	\$ 35
Estatad EE.UU.	(5)	13	13
Total	(161)	89	48
Diferido:			
Federal de EE.UU.	111	54	99
Estatad EE.UU.	35	38	54
Total	146	92	153
Créditos fiscales diferidos a la inversión	(11)	1	—
(Beneficio) gasto por impuesto total	\$ (26)	\$ 182	\$ 201
SoCalGas:			
Actual:			
Federal de EE.UU.	\$ (6)	\$ (5)	\$ 134
Estatad EE.UU.	(11)	(3)	50
Total	(17)	(8)	184
Diferido:			
Federal de EE.UU.	22	125	(334)
Estatad EE.UU.	(11)	22	(159)
Total	11	147	(493)
Créditos fiscales diferidos a la inversión	1	(1)	(1)
(Beneficio) gasto por impuesto total	\$ (5)	\$ 138	\$ (310)

Las siguientes tablas muestran los componentes de impuestos diferidos:

IMPUESTOS DIFERIDOS

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Sempra:		
Pasivo por impuestos diferidos:		
Diferencias en las bases financieras y fiscales de activos fijos, inversiones y otros activos ⁽¹⁾	\$ 6,875	\$ 5,533
Retención fiscal estatal de EE.UU. y distinto a EE.UU. por repatriación utilidades extranjeras	55	53
Cuentas de balance reglamentario	727	632
Activos con derecho de uso – arrendamientos operativos	211	177
Impuestos de propiedad	68	60
Beneficios posteriores al retiro	47	31
Otros pasivos por impuestos diferidos	68	55
Total de pasivo por impuestos diferidos	8,051	6,541
Activos de impuestos diferido:		
Créditos fiscales	1,468	1,210
Pérdidas operativas netas	982	579
Elementos relacionados con compensación	157	144
Pasivos de arrendamientos operativos	179	164
Otros activos de impuestos diferidos	96	40
Reservas de deudas incobrables	144	48
Gastos devengados aún no deducibles	89	92
Activos por impuestos diferidos antes de reservas de valuación	3,115	2,277
Menos: reservas de valuación	189	192
Total de activos de impuestos diferidos	2,926	2,085
Pasivo de impuestos diferidos netos ⁽²⁾	\$ 5,125	\$ 4,456

⁽¹⁾ Además de las diferencias de base financiera sobre base fiscal basados en activos fijos, la cantidad también incluye las diferencias de base financiera sobre base fiscal en diversas participaciones en asociaciones y determinadas subsidiarias.

⁽²⁾ Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, incluye \$129 y \$135, respectivamente, registrado como activos no corrientes y \$5,254 y \$4,591, respectivamente, registrados como pasivos no corrientes en los Balances Generales Consolidados.

IMPUESTOS DIFERIDOS*(En millones de dólares)*

	SDG&E		SoCalGas	
	31 de diciembre de			
	2023	2022	2023	2022
Pasivos por impuestos diferidos :				
Diferencias en las bases financieras y fiscales de las plantas de empresas de servicios públicos y otros activos	\$ 2,641	\$ 2,157	\$ 2,272	\$ 1,568
Cuentas de balance reglamentario	418	397	309	236
Activos con derecho de uso – rentas operativas	103	79	8	12
Impuestos de propiedad	43	38	25	21
Beneficios posteriores al retiro	—	—	71	45
Otros pasivos por impuestos diferidos	—	—	4	—
Total de pasivos por impuestos diferidos	3,205	2,671	2,689	1,882
Activos de impuesto diferido:				
Créditos fiscales	7	5	7	2
Elementos relacionados con la compensación	9	9	31	27
Pasivos por arrendamientos operativos	103	79	8	12
Reserva de deuda incobrable	37	19	86	23
Gastos devengados aún no deducibles	11	10	56	59
Pérdidas operativas netas	146	—	890	441
Otros activos por impuestos diferidos	19	9	25	12
Total de activos por impuestos diferidos	332	131	1,103	576
Pasivo por impuestos diferidos netos	\$ 2,873	\$ 2,540	\$ 1,586	\$ 1,306

La siguiente tabla resume nuestras NOLs no utilizadas y créditos fiscales trasladables.

PÉRDIDA NETA DE OPERACIÓN APLICADA Y CRÉDITOS FISCALES TRASLADABLES*(En millones de dólares)*

	Monto no usado al 31 de diciembre de 2023	Año de inicio del vencimiento
Sempra:		
Federal EE.UU.:		
NOLs ⁽¹⁾	\$ 3,416	2037
Crédito fiscales de negocios generales ⁽¹⁾	318	2035
Alternativa corporativa de créditos fiscales mínimos ⁽¹⁾	389	Indefinido
Créditos fiscales extranjeros ⁽²⁾	766	2024
Estatal EE.UU. ⁽²⁾ :		
NOLs	6,043	2026
Créditos fiscales generales de negocios	27	2024
NOLs distintos a EE.UU. ⁽²⁾	119	2026
SDG&E:		
Federal EE.UU. ⁽¹⁾ :		
NOLs	\$ 365	Indefinido
NOLs estatales EE.UU. ⁽¹⁾	989	2043
SoCalGas:		
Federal EE.UU. ⁽¹⁾ :		
NOLs	\$ 2,909	Indefinido
Crédito fiscales de negocios generales	4	2042
NOLs estatales EE.UU. ⁽¹⁾	3,991	2042

⁽¹⁾ Hemos registrado beneficios en impuestos diferidos en estos NOLs y créditos fiscales, en total, porque creemos que se realizarán más probable de que no sean realizados.

⁽²⁾ No hemos registrado beneficios en impuestos diferidos en una porción de estos NOLs y créditos fiscales porque creemos que no serán realizados más probable de que sí se realicen, conforme a lo que describimos más adelante.

Una reserva de valuación se registra cuando, basado en un criterio de mayor probabilidad, evidencia negativa supera la evidencia positiva con respecto a nuestra capacidad de llevar a cabo un activo por impuesto diferido en el futuro. De las reservas de

valuación registradas a la fecha, las evidencias negativas superan a las evidencias positivas principalmente debido a las pérdidas antes de impuestos acumuladas en diversas jurisdicciones de EE.UU. y fuera de EE.UU., resultado en que los activos de impuestos diferidos que consideramos que no serán realizadas en una base más probable. La siguiente tabla presenta las reservas de valuación que hemos registrado en contra de una porción de nuestros activos de impuestos diferidos totales discutidos anteriormente en la tabla “Impuestos Diferidos - Sempra”.

RESERVA DE VALUACIÓN

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Sempra:		
Federal EE.UU.	\$ 108	\$ 115
Estatad EE.UU.	51	51
Distinto a EE.UU.	30	26
	<u>\$ 189</u>	<u>\$ 192</u>

A continuación, se muestra una conciliación de los cambios en los beneficios fiscales no reconocidos y el posible efecto en nuestro ETR para los años terminados al 31 de diciembre:

CONCILIACIÓN DE BENEFICIOS FISCALES NO RECONOCIDOS

(En millones de dólares)

	2023	2022	2021
Sempra:			
Balance al 1 de enero	\$ 278	\$ 304	\$ 99
Aumento en las posiciones fiscales de periodos anteriores	308	16	3
Disminución en las posiciones fiscales de periodos anteriores	(63)	(2)	(2)
Disminución en las posiciones fiscales del periodo actual	(21)	—	—
Liquidaciones con autoridades fiscales	(16)	(43)	—
Vencimiento de los plazos de prescripción	—	(1)	—
Aumento en posiciones del periodo actual	6	4	204
Balance al 31 de diciembre	<u>\$ 492</u>	<u>\$ 278</u>	<u>\$ 304</u>
Del balance de 31 de diciembre, cantidades relacionadas a las posiciones fiscales que si se reconocen en años futuros tendrían			
disminución de la tasa fiscal efectiva ⁽¹⁾	\$ (224)	\$ (117)	\$ (105)
aumento de la tasa fiscal efectiva ⁽¹⁾	1	38	34
SDG&E:			
Balance al 1 de enero	\$ 14	\$ 14	\$ 13
Aumento en las posiciones fiscales de periodos anteriores	2	—	1
Liquidaciones con autoridades fiscales	(2)	—	—
Balance al 31 de diciembre	<u>\$ 14</u>	<u>\$ 14</u>	<u>\$ 14</u>
Del balance de 31 de diciembre, cantidades relacionadas a las posiciones fiscales que si se reconocen en años futuros tendrían			
disminución de la tasa fiscal efectiva ⁽¹⁾	\$ (11)	\$ (11)	\$ (11)
aumento de la tasa fiscal efectiva ⁽¹⁾	1	1	1
SoCalGas:			
Balance al 1 de enero	\$ 77	\$ 72	\$ 68
Aumento en las posiciones fiscales de periodos anteriores	1	1	1
Disminución en las posiciones fiscales de periodos anteriores	(47)	—	—
Aumento en las posiciones fiscales del periodo actual	—	4	3
Liquidaciones con autoridades fiscales	(2)	—	—
Balance al 31 de diciembre	<u>\$ 29</u>	<u>\$ 77</u>	<u>\$ 72</u>
Del balance de 31 de diciembre, cantidades relacionadas a las posiciones fiscales que si se reconocen en años futuros tendrían			
disminución en la tasa fiscal efectiva ⁽¹⁾	\$ (29)	\$ (67)	\$ (63)
aumento en la tasa fiscal efectiva ⁽¹⁾	—	37	33

⁽¹⁾ Incluye diferencias contables y fiscales temporales que son tratadas como trasladables para fines de fijación de tasas, como se discute anteriormente.

La Junta Impositiva de Franquicia de California (*California Franchise Tax Board*) está examinando el grupo unitario de impuestos de Sempra California para los ejercicios de 2018 y 2019. Al 31 de diciembre de 2023, es razonablemente posible que este asunto pueda ser resuelto en los siguientes 12 meses y que tenemos la intención de presentar una solicitud de reembolso para los ejercicios fiscales afectados. Hemos incluido un incremento en los beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos en la conciliación anterior.

En abril de 2023, la IRS emitió el Procedimiento de Ingresos 2023-15, el cual provee un método de contabilidad “safe harbor” para contabilizar los gastos de reparación de gas. SDG&E y SoCalGas tienen la intención de elegir este cambio en el método de contabilidad fiscal en su declaración fiscal consolidada de ingresos de 2023 y han registrado un beneficio estimado en el impuesto a la utilidad de \$34 millones de dólares y \$97 millones de dólares, respectivamente, en 2023. Adicionalmente, SoCalGas actualizó su evaluación de beneficios al impuesto a la utilidad no reconocidos de años anteriores y registró un beneficio fiscal de \$43 millones de dólares en 2023 respecto de gastos para la reparación de gas. SDG&E y SoCalGas registraron un pasivo reglamentario asociado por parte de estos beneficios transferibles a los clientes en el futuro.

Es razonablemente posible que, dentro de los siguientes 12 meses, los beneficios de los impuestos no reconocidos disminuyan debido a lo siguiente:

POSIBLE DISMINUCIÓN EN BENEFICIOS FISCALES NO RECONOCIDOS DENTRO DE LOS SIGUIENTES 12 MESES

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Resolución potencial de problemas de auditoría con distintas autoridades fiscales federales, estatales y locales de EE.UU. y distintas a EE.UU.	\$ 242	\$ 8	\$ 8
SDG&E:			
Resolución potencial de problemas de auditoría con distintas autoridades fiscales federales, estatales y locales de EE.UU.	\$ 6	\$ 6	\$ 6
SoCalGas:			
Resolución potencial de problemas de auditoría con distintas autoridades fiscales federales, estatales y locales de EE.UU.	\$ 2	\$ 2	\$ 2

Montos acumulados por intereses y sanciones asociadas con beneficios fiscales no reconocidos se encuentran incluidos en Gasto (Beneficio) por Impuesto a la Utilidad en los Estados Consolidados de Resultados. Sempra acumuló \$15 millones de dólares y \$13 millones de dólares el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, en los Balances Generales Consolidados, y \$2 millones de dólares en 2023 y cantidades insignificantes en 2022 y 2021 en los Estados Consolidados de Resultados por intereses y sanciones. SDG&E y SoCalGas, cada uno, acumuló montos insignificantes de gastos por intereses y sanciones al 31 de diciembre de 2023 y 2022 en los Balances Generales Consolidados, y se encuentran registrados montos insignificantes de gastos de intereses y sanciones en los Estados Consolidados de Resultados para todos los periodos presentados.

AUDITORÍAS FISCALES

Sempra está sujeta a impuestos federales de EE.UU. así como de impuestos de múltiples estados y jurisdicciones distintos a EE.UU. Permanecemos sujetos a vigilancia respecto de impuestos federales de EE.UU. en los años posteriores al 2019. Estamos sujetos a supervisión de jurisdicciones estatales fiscales mayores para los ejercicios fiscales posteriores a 2012. Algunas de las declaraciones fiscales de jurisdicciones distintas a EE.UU. mayores desde el ejercicio fiscal 2013 se encuentran abiertas a supervisión a la fecha.

SDG&E y SOCalGas están sujetas a impuestos federales y estatales de EE.UU. Estas se mantienen sujetas a supervisión para los ejercicios fiscales federales después del 2019 y ejercicios fiscales estatales posteriores a 2012.

Además, Sempra ha presentado reclamaciones para impugnar los ajustes de auditoría estatales propuestos para los ejercicios fiscales de 2009 al 2012. Los ejercicios fiscales previos al 2013 para nuestras jurisdicciones fiscales estatales mayores se encuentran cerradas a nuevos asuntos; por lo tanto, las autoridades fiscales no podrán evaluar ningún impuesto para estos ejercicios fiscales.

SI Partners presentó una queja administrativa para impugnar una determinación fiscal emitida por el Servicio de Administración Tributaria para el ejercicio fiscal de 2016. Incluimos un aumento en los beneficios por impuestos a la utilidad no reconocidos en la tabla anterior, y tendremos la oportunidad de impugnar cualesquier asuntos no resueltos en los tribunales mexicanos.

NOTA 9. PLANES DE BENEFICIOS DE EMPLEADOS

Para nuestros planes de beneficios para empleados, nosotros:

- reconocemos un activo de un plan por el estatus de sobre financiamiento o el pasivo de un plan por el estatus sin financiamiento en el balance general;
- medimos los activos de un plan y sus obligaciones para determinar su estatus de financiamiento al final del ejercicio fiscal; y
- reconocemos los cambios en el estatus de financiamiento de planes de pensión y PBOP en el año en el que los cambios ocurren. Generalmente esos cambios se reportan en OCI y como un componente distinto en el capital contable.

La información detallada a continuación abarca los planes de beneficios de empleados de principalmente Sempra y sus entidades consolidadas.

Sempra tiene planes fondeados y no fondeados no contributivos tradicionales de beneficios definidos y planes de balance de efectivo, incluyendo planes separados para SDG&E y SoCalGas, los cuales conjuntamente cubren a todos los empleados elegibles. Los planes de beneficios de pensiones bajo un esquema tradicional de beneficios establecidos se basan en el servicio prestado y salario promedio final, mientras que los planes de balances de efectivo proporcionan beneficios usando una metodología de los ingresos promedio de su carrera profesional.

ENova tiene un plan de beneficios definido no fondeado y no contributivo cubriendo a todos los empleados, proporcionando beneficios a los jubilados basados en el día en el que fueron contratados, años laborados y el promedio de ingresos final.

Sempra también mantiene planes PBOP, incluyendo planes separados para SDG&E y SoCalGas, los cuales conjuntamente cubren a todos los empleados nacionales y algunos empleados extranjeros. Los planes de seguro de vida son ambos contributivos y no contributivos, y los planes de servicios médicos son contributivos. Las contribuciones de los participantes son ajustadas anualmente. Los planes PBOP incluyen beneficios médicos.

Los costos y las obligaciones de las pensiones y PBOP son dependientes a suposiciones utilizadas para calcular dichas cantidades. Revisamos estas suposiciones anualmente y las actualizamos según sea necesario. Consideramos las condiciones de mercado actuales, incluyendo las tasas de interés, para llevar a cabo estas asunciones. Utilizamos como fecha de medida el 31 de diciembre para todos nuestros planes.

ACTIVOS DEDICADOS EN APOYO DE CIERTOS PLANES DE BENEFICIOS

En apoyo a su Planes Adicionales de Retiro Ejecutivo, Restauración de Saldo de Efectivo y de Compensación Diferida, Sempra mantiene activos dedicados, incluyendo un Fideicomiso Rabbi e inversiones en contratos de seguros de vida, que alcanzaron \$549 millones de dólares y \$505 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

PLANES DE PENSIÓN Y PBOP

Modificaciones al Plan de Beneficios que Afectan 2023

En 2023, ciertos participantes ejecutivos en el plan de pensiones no calificadas de Sempra se volvieron elegibles para los beneficios del Plan de Retiro Complementario para Ejecutivos, lo cual fue tratado como una modificación al plan e incrementó el pasivo de pensiones registrado en \$4 millones de dólares en Sempra.

Oncor

En 2023 y 2022, tuvimos \$38 millones de dólares y \$26 millones de dólares, respectivamente, en AOCI representando una pérdida actuarial relacionada con los planes de pensión de Oncor.

Obligaciones de Beneficio y Activos

Las siguientes tres tablas proporcionan una conciliación de los cambios en las obligaciones de beneficio proyectadas y el valor razonable de los activos de los planes durante 2023 y 2022, y los estados del estatus de fondeo al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

OBLIGACIONES DE BENEFICIO PROYECTADAS, VALOR RAZONABLE DE ACTIVOS Y ESTATUS DE FONDEO*(En millones de dólares)*

	Pensión ⁽¹⁾		PBOP	
	2023	2022	2023	2022
Sempre:				
CAMBIO EN OBLIGACIONES DE BENEFICIO PROYECTADO				
Obligaciones netas al 1 de enero	\$ 2,806	\$ 3,857	\$ 663	\$ 940
Costo del servicio	109	146	13	23
Costo de interés	157	118	37	28
Contribuciones de participantes del plan	—	—	23	23
Pérdida (ganancia) actuarial	190	(925)	28	(282)
Modificaciones al Plan	4	—	—	—
Pago de beneficios	(83)	(89)	(71)	(69)
Liquidaciones	(76)	(301)	—	—
Obligaciones netas al 31 de diciembre	3,107	2,806	693	663
CAMBIO EN LOS ACTIVOS DEL PLAN				
Valor razonable de los activos del plan al 1 de enero	2,390	3,182	1,096	1,408
Rendimiento real de los activos del plan	218	(625)	117	(271)
Contribuciones del empleador	215	223	4	5
Contribuciones de los participantes del plan	—	—	23	23
Pagos de beneficios	(83)	(89)	(71)	(69)
Liquidaciones	(76)	(301)	—	—
Valor razonable de los activos del plan al 31 de diciembre	2,664	2,390	1,169	1,096
Estatus del fondeo al 31 de diciembre	\$ (443)	\$ (416)	\$ 476	\$ 433
(Pasivos) activos registrados al 31 de diciembre	\$ (443)	\$ (416)	\$ 476	\$ 433

⁽¹⁾ El beneficio acumulado de la obligación fue de \$2,865 y de \$2,574 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.**OBLIGACIONES DE BENEFICIOS PROYECTADOS, VALOR RAZONABLE DE ACTIVOS Y ESTATUS DE FONDEO***(En millones de dólares)*

	Pensión ⁽¹⁾		PBOP	
	2023	2022	2023	2022
SDG&E:				
CAMBIO EN OBLIGACIONES DE BENEFICIO PROYECTADO				
Obligaciones netas al 1 de enero	\$ 714	\$ 885	\$ 134	\$ 188
Costo del servicio	32	37	3	5
Costo de interés	40	26	8	6
Contribuciones de participantes del plan	—	—	8	8
Pérdida (ganancia) actuarial	69	(135)	7	(54)
Pagos de beneficios	(17)	(17)	(20)	(19)
Liquidaciones	(31)	(82)	—	—
Obligaciones netas al 31 de diciembre	807	714	140	134
CAMBIO EN LOS ACTIVOS DEL PLAN				
Valor razonable de los activos del plan al 1 de enero	670	859	147	197
Rendimiento real de los activos del plan	52	(142)	14	(40)
Contribuciones del empleador	52	52	1	1
Contribuciones de los participantes del plan	—	—	8	8
Pagos de beneficios	(17)	(17)	(20)	(19)
Liquidaciones	(31)	(82)	—	—
Valor razonable de los activos del plan al 31 de diciembre de	726	670	150	147
Estatus del fondeo al 31 de diciembre	\$ (81)	\$ (44)	\$ 10	\$ 13
(Pasivos) activos registrados al 31 de diciembre	\$ (81)	\$ (44)	\$ 10	\$ 13

⁽¹⁾ El beneficio acumulado de la obligación fue de \$769 y \$678 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

OBLIGACIONES DE BENEFICIOS PROYECTADOS, VALOR RAZONABLE DE ACTIVOS Y ESTATUS DE FONDEO

(En millones de dólares)

	Pensión ⁽¹⁾		PBOP	
	2023	2022	2023	2022
SoCalGas:				
CAMBIO EN OBLIGACIONES DE BENEFICIO PROYECTADO				
Obligaciones netas al 1 de enero	\$ 1,814	\$ 2,647	\$ 497	\$ 706
Costo del servicio	65	96	9	17
Costo de interés	101	81	28	21
Contribuciones de participantes del plan	—	—	14	14
Pérdida (ganancia) actuarial	90	(748)	21	(215)
Pagos de beneficios	(58)	(58)	(48)	(46)
Liquidaciones	(35)	(204)	—	—
Obligaciones netas al 31 de diciembre	1,977	1,814	521	497
CAMBIO EN LOS ACTIVOS DEL PLAN				
Valor razonable de los activos del plan al 1 de enero	1,535	2,095	923	1,178
Rendimiento real de los activos del plan	151	(449)	100	(224)
Contribuciones del empleador	151	151	1	1
Contribuciones de los participantes del plan	—	—	14	14
Pagos de beneficios	(58)	(58)	(48)	(46)
Liquidaciones	(35)	(204)	—	—
Valor razonable de los activos del plan al 31 de diciembre de	1,744	1,535	990	923
Estatus del fondeo al 31 de diciembre	\$ (233)	\$ (279)	\$ 469	\$ 426
(Pasivos) activos registrados al 31 de diciembre	\$ (233)	\$ (279)	\$ 469	\$ 426

⁽¹⁾ El beneficio acumulado de la obligación fue de \$1,799 y \$1,644 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

Las (ganancias) pérdidas actuariales fluctúan basándose en los cambios de las suposiciones que describimos a continuación en “Suposiciones para Planes de Pensiones y PBOP” y las actualizaciones de la información del censo. En 2021, la Sociedad de Actuarios publicó una actualización en las escalas de proyección de mejora de mortalidad, reflejando en cambios en sus mejoras proyectadas observadas en la longevidad dentro de sus tablas de mortalidad. No hubo actualización en 2023 o 2022. Hemos incorporado estas suposiciones, ajustadas a la experiencia real de mortalidad para las compañías de Sempra, en nuestros cálculos para cada uno de esos años.

- Las pérdidas actuariales en los planes de pensión de Sempra en el 2023 fueron impulsadas principalmente por una disminución en las tasas de descuento en SoCalGas y SDG&E, un aumento en las tasas de intereses de crédito para planes de balance de efectivo en SDG&E y SoCalGas y las actualizaciones en la información del censo en Sempra y SDG&E. Estas pérdidas actuariales fueron compensadas parcialmente por las ganancias actuariales en SoCalGas debido a un cambio en las tasas para convertir beneficios tradicionales de pensión a sumas globales.
- Las pérdidas actuariales en los planes PBOP en Sempra en el 2023, fueron impulsadas principalmente por una disminución en las tasas de descuentos en SoCalGas y SDG&E.

Activos y Pasivos Netos

Los activos y pasivos de las pensiones y los planes de PBOP son afectados por las condiciones cambiantes del mercado, así como cuando las experiencias reales del plan son distintas a las asumidas. Tales eventos tienen como resultado en las ganancias y pérdidas de las inversiones, las cuales diferimos y reconocemos en los costos pensiones y costos de PBOP por un periodo de años. Nuestras pensiones financiadas y los planes de PBOP usan el método facilitación de activos, excepto para aquellos de SDG&E. Este método desarrolla un valor de activo que reconoce las ganancias y las pérdidas de las inversiones realizadas y no realizadas durante un periodo de tres años. Este valor de activos ajustados, conocido como el valor de activos relacionado con el mercado, es utilizado en conjunto con una tasa de rendimiento a largo plazo para determinar los rendimientos esperados de los activos que forman parte de los costos de beneficios periódicos netos. SDG&E no utiliza el método de alisado de activos, pero reconoce más bien las ganancias y pérdidas de las inversiones realizadas y no realizadas en el año actual.

El 10% del método contable del corredor es usado por Sempra, SDG&E y SoCalGas. Bajo este método contable de corredores, si al principio de un año las ganancias netas no reconocidas o las pérdidas exceden el 10% de la mayor de las obligaciones previstas de beneficios o del valor de los activos de los planes relacionadas con el mercado, el exceso es amortizado sobre el periodo promedio del servicio restante de los participantes activos (o los planes en los que los participantes son sustancialmente empleados inactivos, el promedio de vida útil restante de todos los participantes o el período por el cual se pagarán los beneficios,

el que sea más corto). El alisamiento de activos y el 10% de los métodos contables de corredor ayudan a mitigar la volatilidad de los costos de beneficios periódicos netos a año en año.

El plan de beneficios de pensiones definido y PBOP con un estatus de sobre financiamiento agregado se encuentran reconocidos como un activo y estatus de falta de financiamiento agregado son reconocidos como pasivos, los cambios no reconocidos en estos activos y/o pasivos se registran normalmente en AOCI en el balance general. SDG&E y SoCalGas registran los activos y pasivos reglamentarios que compensan los activos y pasivos de planes de pensiones y PBOP que están financiados, debido a que se espera que estos costos se recuperen en las tarifas de servicios públicos futuras basadas en las decisiones por las agencias regulatorias.

SDG&E y SoCalGas registran pensiones y PBOP periódicos netos anuales iguales a las contribuciones a sus planes calificados como autorizados por la CPUC. Las contribuciones anuales a los planes de pensión son mayores de:

- financiamiento mínimo requerido como requiere la IRS;
- el monto requerido para mantener el 85% del Porcentaje Objetivo de Fondeo Ajustado como se definen en la Ley de Protección de Pensiones del 2006, según sea modificada; o
- a partir del 1 de enero de 2019, y por la vigencia del ciclo de GRC 2019, una cantidad fija igual al costo estimado de servicio anual conforme se definió en el U.S GAAP, más un año de amortización a 14 años de las obligaciones por beneficios proyectados no fondeados del plan de pensión al 1 de enero de 2019, y limitado a una cantidad anual que mantenga un valor razonable de los activos de los planes de pensión del excedente del 110% de las obligaciones de los beneficios del plan de pensiones.

Las contribuciones anuales a los planes PBOP son iguales al importe máximo deducible de los impuestos o al costo de beneficio calculado periódico neto de acuerdo con los U.S. GAAP para los planes de pensión y PBOP, pero no menos que los beneficios pagados directamente por el empleador (como los beneficios pagados a empleados clave). Cualquier diferencia entre el costo contable periódico neto y las cantidades contribuidas a las pensiones y otros planes posteriores al retiro para SDG&E y SoCalGas se divulgan como ajustes reglamentarios de acuerdo con U.S. GAAP para entidades reguladas por las tasas.

El (pasivo) activo neto se incluye en las siguientes categorías en los Balances Generales Consolidados.

OBLIGACIONES DE PENSIONES Y PBOP, NETO DE ACTIVOS DEL PLAN

(En millones de dólares)

	Pensión		PBOP	
	31 de diciembre de			
	2023	2022	2023	2022
Sempra:				
Activos no circulantes	\$ —	\$ 8	\$ 485	\$ 443
Pasivos circulantes	(44)	(23)	(1)	(1)
Pasivos no circulantes	(399)	(401)	(8)	(9)
(Pasivos) activos netos registrado	\$ (443)	\$ (416)	\$ 476	\$ 433
SDG&E:				
Activos no circulantes	\$ —	\$ —	\$ 10	\$ 13
Pasivos circulantes	(2)	(2)	—	—
Pasivos no circulantes	(79)	(42)	—	—
(Pasivos) activos netos registrado	\$ (81)	\$ (44)	\$ 10	\$ 13
SoCalGas:				
Activos no circulantes	\$ —	\$ —	\$ 469	\$ 426
Pasivos circulantes	(2)	(2)	—	—
Pasivos no circulantes	(231)	(277)	—	—
(Pasivos) activos netos registrado	\$ (233)	\$ (279)	\$ 469	\$ 426

Montos registrados en AOCI, efectos impuestos netos y montos registrados como activos reglamentarios, como sigue.

MONTOS EN OTRA UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL ACUMULADA

(En millones de dólares)

	Pensión		PBOP	
	31 de diciembre de			
	2023	2022	2023	2022
Sempre:				
(Pérdida) ganancia actuarial neta	\$ (124)	\$ (95)	\$ 13	\$ 14
Costo de servicio previo	(6)	(5)	—	—
Total	\$ (130)	\$ (100)	\$ 13	\$ 14
SDG&E:				
Pérdida actuarial neta	\$ (8)	\$ (6)		
Costo de servicio previo	—	(1)		
Total	\$ (8)	\$ (7)		
SoCalGas:				
Pérdida actuarial neta	\$ (10)	\$ (9)		
Costo de servicio previo	(2)	(3)		
Total	\$ (12)	\$ (12)		

Sempre, SDG&E y SoCalGas tienen cada uno un plan de pensión fondado. La siguiente tabla muestra las obligaciones de los planes de pensión fondados con obligaciones de beneficio en exceso del plan de activos.

OBLIGACIONES DE PLANES DE PENSIÓN FONDEADOS

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Sempre:		
Obligación por beneficios proyectada	\$ 2,925	\$ 2,476
Obligación por beneficios acumulada	2,712	2,277
Valor razonable del plan de activos	2,664	2,205
SDG&E:		
Obligación por beneficios proyectada	\$ 781	\$ 691
Obligación por beneficios acumulada	746	658
Valor razonable del plan de activos	726	670
SoCalGas:		
Obligación por beneficios proyectada	\$ 1,944	\$ 1,785
Obligación por beneficios acumulada	1,771	1,619
Valor razonable del plan de activos	1,744	1,535

También tenemos planes de pensión no fondados en Sempre, SDG&E, SoCalGas y IEnova. La siguiente tabla muestra las obligaciones de los planes de pensión no fondados.

OBLIGACIONES DE PLANES DE PENSIÓN NO FONDEADOS

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Sempre:		
Obligación por beneficios proyectada	\$ 182	\$ 153
Obligación por beneficios acumulada	153	124
SDG&E:		
Obligación por beneficios proyectada	\$ 26	\$ 23
Obligación por beneficios acumulada	23	20
SoCalGas:		
Obligación por beneficios proyectada	\$ 33	\$ 29
Obligación por beneficios acumulada	28	25

Sempra, SDG&E y SoCalGas tienen cada uno un plan PBOP fondeados. Al 31 de diciembre de 2023, los activos del plan de Sempra, SDG&E y SoCalGas se encontraron en excedente en sus respectivas obligaciones para planes PBOP fondeados con obligaciones de beneficios posteriores al retiro acumuladas.

También tenemos planes PBOP no fondeados en Sempra. La siguiente tabla muestra las obligaciones de planes PBOP.

OBLIGACIONES DE PLANES PBOP NO FONDEADOS			
<i>(En millones de dólares)</i>			
	31 de diciembre de		
	2023	2022	
Sempra:			
Obligación por beneficios posteriores al retiro acumulada	\$ 9	\$ 10	

Costo de Beneficios Periódicos Neto

Las siguientes tres tablas presentan los componentes del costo de beneficios periódicos neto (el cual, además del componente costos de servicios, se incluyen en Otra Utilidad, Neta) y montos previos a impuestos reconocidos en OCI.

COSTO POR BENEFICIOS PERIÓDICOS NETO Y CANTIDADES RECONOCIDAS EN OCI

(En millones de dólares)

	Pensión			PBOP		
	Años terminados el 13 de diciembre de					
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Sempra:						
COSTO POR BENEFICIOS PERIÓDICOS NETO						
Costo de servicio	\$ 109	\$ 146	\$ 145	\$ 13	\$ 23	\$ 23
Costo de intereses	157	118	112	37	28	28
Rendimiento esperado de los activos	(169)	(183)	(173)	(69)	(64)	(61)
Amortización de:						
Costo (crédito) de servicio previo	5	10	11	(2)	(2)	(2)
Pérdida (ganancia) actuarial	10	25	45	(23)	(15)	(9)
Cargos de liquidación	—	28	38	—	—	—
Costo (crédito) del beneficio periódico neto	112	144	178	(44)	(30)	(21)
Ajustes reglamentarios	117	84	57	43	30	21
Gasto (utilidad) total reconocido	229	228	235	(1)	—	—
CAMBIOS EN LOS ACTIVOS DE LOS PLANES Y OBLIGACIONES DE BENEFICIOS RECONOCIDAS EN OCI						
Pérdida (ganancia) neta	42	12	(5)	(2)	(4)	(4)
Costo de servicio previo	4	—	—	—	—	—
Amortización de (pérdida) ganancia actuarial	(5)	(8)	(8)	2	1	—
Amortización de costo servicio previo	(2)	(4)	(4)	—	—	—
Liquidaciones	—	—	(7)	—	—	—
Total reconocido en OCI	39	—	(24)	—	(3)	(4)
Total reconocido en costo por beneficios periódicos neto y OCI	\$ 268	\$ 228	\$ 211	\$ (1)	\$ (3)	\$ (4)

COSTO POR BENEFICIOS PERIÓDICOS NETO Y CANTIDADES RECONOCIDAS EN OCI

(En millones de dólares)

	Pensión			PBOP		
	Años terminados el 31 de diciembre de					
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
SDG&E:						
COSTO POR BENEFICIOS PERIÓDICOS NETO						
Costo del servicio	\$ 32	\$ 37	\$ 35	\$ 3	\$ 5	\$ 5
Costo de intereses	40	26	25	8	6	5
Rendimiento esperado de los activos	(39)	(46)	(50)	(8)	(10)	(10)
Amortización de:						
Costo de servicio previo	1	1	1	—	—	—
Pérdida (ganancia) actuarial	4	1	2	(2)	(2)	(2)
Cargos de liquidación	—	14	6	—	—	—
Costo (crédito) del beneficio periódico neto	38	33	19	1	(1)	(2)
Ajustes reglamentarios	15	20	34	—	1	2
Gasto total reconocido	53	53	53	\$ 1	\$ —	\$ —
CAMBIOS EN LOS ACTIVOS DE LOS PLANES Y OBLIGACIONES DE BENEFICIOS RECONOCIDAS EN OCI						
Pérdida (ganancia) neta	3	(3)	1			
Amortización de pérdida actuarial	—	(1)	—			
Amortización de costo de servicios previo	(1)	—	(1)			
Total reconocido en OCI	2	(4)	—			
Total reconocido en costo por beneficio periódico neto y OCI	\$ 55	\$ 49	\$ 53			

COSTO POR BENEFICIOS PERIÓDICOS NETO Y CANTIDADES RECONOCIDAS EN OCI*(En millones de dólares)*

	Pensión			PBOP		
	Años terminados el 31 de diciembre de					
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
SoCalGas:						
COSTO POR BENEFICIOS PERIÓDICOS NETO						
Costo del servicio	\$ 65	\$ 96	\$ 97	\$ 9	\$ 17	\$ 17
Costo de intereses	101	81	78	28	21	22
Rendimiento esperado de los activos	(119)	(126)	(113)	(59)	(53)	(48)
Amortización de:						
Costos (crédito) de servicio previo	4	8	8	(2)	(2)	(3)
Pérdida (ganancia) actuarial	1	18	36	(19)	(12)	(7)
Cargos de liquidación	—	14	25	—	—	—
Costo (crédito) por beneficios periódico neto	52	91	131	(43)	(29)	(19)
Ajustes reglamentarios	102	64	23	43	29	19
Gastos totales reconocidos	154	155	154	\$ —	\$ —	\$ —
CAMBIOS EN LOS ACTIVOS DE LOS PLANES Y OBLIGACIONES DE BENEFICIOS RECONOCIDAS EN OCI						
Pérdida (ganancia) neta	2	(5)	2			
Amortización de pérdida actuarial	(1)	(2)	(1)			
Amortización de costo de servicio previo	(1)	(1)	(1)			
Total reconocido en OCI	—	(8)	—			
Total reconocido en costo por beneficio periódico neto y OCI	\$ 154	\$ 147	\$ 154			

Suposiciones para Planes de Pensiones y PBOP*Obligaciones por Beneficio y Costos por Beneficios Periódico Neto*

Excepto por los planes de IEnova, discutimos suposiciones de las tasas de descuento usando un enfoque de selección de bonos de portafolio. Estos enfoques desarrollan una tasa de descuento al seleccionar una cartera de bonos corporativos de alta calidad que generen suficientes flujos de efectivo para proporcionar los pagos de beneficio proyectados del plan. La cartera de bonos seleccionada es tomada de un universo de bonos corporativos con calificación Bloomberg Composite AA o mayor. Después de que la cartera de bonos es seleccionada, una tasa de interés única es determinada, que equipara el valor actual de los pagos de beneficios proyectados de los planes descontados, con esta tasa, con el valor de mercado de los bonos seleccionados.

Desarrollamos las suposiciones de las tasas de descuento para los planes de IEnova al construir una curva de rendimiento sintética de bonos gubernamentales de cupón cero con la información del mercado disponible, basado en la coincidencia de la duración, y le sumamos un margen de riesgo para tener en cuenta los rendimientos de los respectivos bonos corporativos de alta calidad. Tales métodos son requeridos cuando no hay un mercado amplio para bonos corporativos de alta calidad.

Los rendimientos de los activos a largo plazo se basan en el promedio ponderado de la asignación de los objetivos de inversiones de los planes a la fecha de la medición y los rendimientos esperados para ese tipo de activos.

Las tasas de interés de crédito se basan en un bono de tesorería con un promedio de 30 años del mes de noviembre del año anterior.

Amortizamos el costo de servicio previo usando un sistema de amortización lineal sobre el promedio de servicios futuros (o el promedio de vida esperado para los planes donde los participantes son empleados sustancialmente inactivos), lo cual es un método alternativo permitido por U.S. GAAP.

Las suposiciones relevantes que afectan las obligaciones por beneficios y los costos por beneficios periódicos netos son los siguientes:

SUPOSICIONES PROMEDIO PONDERADAS UTILIZADAS PARA DETERMINAR EL LA OBLIGACIÓN DE BENEFICIOS

	Pensión		PBOP	
	31 de diciembre de			
	2023	2022	2023	2022
Sempra:				
Tasa de descuento	5.31 %	5.63 %	5.34 %	5.65 %
Tasa de crédito de interés ⁽¹⁾⁽²⁾	4.66	3.99	4.66	3.99
Tasa de aumento de compensación	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00
SDG&E:				
Tasa de descuento	5.30 %	5.60 %	5.30 %	5.65 %
Tasa de crédito de interés ⁽¹⁾⁽²⁾	4.66	3.99	4.66	3.99
Tasa de aumento de compensación	3.50-10.00	3.50-10.00	3.50-10.00	3.50-10.00
SoCalGas:				
Tasa de descuento	5.25 %	5.60 %	5.35 %	5.65 %
Tasa de crédito de interés ⁽¹⁾⁽²⁾	4.66	3.99	4.66	3.99
Tasa de aumento de compensación	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00

⁽¹⁾ La tasa de crédito de interés para los beneficios de pensiones aplican únicamente a planes de balance en efectivo fondeados.

⁽²⁾ La tasa de crédito de interés para PBOP aplican únicamente a los intereses de soporte a las cuentas de salud en SDG&E y SoCalGas.

SUPOSICIONES PROMEDIO PONDERADAS UTILIZADAS PARA DETERMINAR LOS COSTOS DE BENEFICIOS PERIÓDICOS

	Pensión			PBOP		
	Años terminados el 31 de diciembre de					
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Sempra:						
Tasas de descuento	5.63 %	3.04 %	2.78 %	5.65 %	3.04 %	2.88 %
Rendimiento esperado en los activos de los planes	6.48	6.27	6.47	5.51	4.77	4.76
Tasas de crédito de interés ⁽¹⁾⁽²⁾	3.99	1.94	1.62	3.99	1.94	1.62
Tasa de aumento de compensación	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00
SDG&E:						
Tasas de descuento	5.60 %	2.99 %	2.73 %	5.65 %	3.05 %	2.85 %
Rendimiento esperado en los activos de los planes	6.00	5.50	6.25	5.52	4.80	4.81
Tasas de crédito de interés ⁽¹⁾⁽²⁾	3.99	1.94	1.62	3.99	1.94	1.62
Tasa de aumento de compensación	3.50-10.00	3.50-10.00	2.70-10.00	3.50-10.00	3.50-10.00	2.70-10.00
SoCalGas:						
Tasas de descuento	5.60 %	3.04 %	2.79 %	5.65 %	3.05 %	2.90 %
Rendimiento esperado en los activos de los planes	6.75	6.75	6.75	5.47	4.71	4.70
Tasas de crédito de interés ⁽¹⁾⁽²⁾	3.99	1.94	1.62	3.99	1.94	1.62
Tasa de aumento de compensación	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00	2.70-10.00

⁽¹⁾ La tasa de crédito de interés para los beneficios de pensiones aplican únicamente a planes de balance en efectivo fondeados.

⁽²⁾ La tasa de crédito de interés para PBOP aplica únicamente a los intereses de soporte a las cuentas de salud en SDG&E y SoCalGas.

Tendencia de la Tasa del Costo de Servicios Médicos

Las tendencias de las tasas de costo de servicio médico asumida tienen un efecto significativo en las cantidades que Sempra, SDG&E y SoCalGas reportan en los costos de planes de servicios médicos. A continuación, se encuentran la tendencia de las tasas de costo de servicio médico aplicables a nuestros planes PBOP:

TENDENCIA DE TASAS DE COSTOS ASUMIDA PARA SERVICIOS MÉDICOS

	PBOP					
	Retirados menores de 65 años			Retirados de y mayores de 65 años		
	Años terminados el 31 de diciembre de					
	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Tendencia de tasa de costo de servicio médico asumidos para el próximo año	6.00 %	6.00 %	6.00 %	4.50 %	4.50 %	4.75 %
Tasa en la que se asume que disminuye la tendencia de la tasa de costo (tendencia final)	4.75 %	4.75 %	4.75 %	4.50 %	4.50 %	4.50 %
Año en el cual la tasa alcanza la tendencia final	2028	2028	2025	2022	2022	2022

Activos del Plan

Estrategia de Inversión para el Fideicomiso Maestro de Pensión de Sempra

El fideicomiso maestro de pensión de Sempra tiene las inversiones para nuestros planes de pensiones y una parte de las inversiones de nuestros planes de PBOP. Mantenemos fideicomisos adicionales, conforme se discute más adelante, para determinados planes de PBOP de SDG&E y SoCalGas. Además de estrategias de indexación y de ciertas inversiones colectivas, los fideicomisos no invierten en valores de Sempra. Activos mantenidos en el fideicomiso de asociación

El objetivo actual de la asignación de activos para el fideicomiso maestro de pensión es proteger el estatus de fondeo de los planes mientras generan suficientes rendimientos para cubrir los pagos de beneficios y acumulaciones. Una porción del fideicomiso maestro de pensión es invertida en conformidad con un plan específico de disminución de riesgos diseñados para reducir la exposición de los activos a un riesgo al fondear mejor los planes. Evaluamos el rendimiento de la cartera al comparar los rendimientos actuales con las referencias relevantes. El objetivo de asignación para los planes de pensiones de Sempra se encuentran entre activos que buscan rentabilidad (v.gr. generalmente valores de capital, activos reales diversificados, valores de renta fija de alto rendimiento y otros instrumentos con perfiles de riesgo similares) y activos que mitigan el riesgo (v.gr. generalmente valores gubernamentales y corporativos de ingreso fijo) como se expone a continuación:

ASIGNACIÓN DE ACTIVOS OBJETIVO PARA LOS PLANES DE PENSIÓN

(En millones de dólares)

	Sempra	SDG&E	SoCalGas
Activos de búsqueda de rentabilidad	34 %	42 %	56 %
Activos de mitigación de riesgos	66 %	58 %	44 %

Mantenemos asignaciones de activos a niveles estratégicos con niveles de varianza razonable. Los activos asignados de los planes son revisados regularmente para ayudar a garantizar que los activos de los planes se encuentren posicionados para cumplir con las obligaciones del plan, por nuestro Comité de Fondeo de Planes y nuestro Comité de Inversiones de Pensiones y Beneficios (los Comités). Cuando evaluamos las asignaciones estratégicas de los activos, los Comités consideran diversas variables, incluyendo:

- costos a largo plazo
- variabilidad y nivel de las contribuciones
- estatus de fondeo
- gama de resultados esperados con niveles de confianza variables

Conforme a los lineamientos para la inversión de pensión de Sempra, los instrumentos financieros derivados pueden ser utilizados por el fideicomiso maestro de pensión y por el administrador de la cartera de inversión a tasa fija para equiparar efectivo, cubrir ciertas exposiciones, y como sustitutos para ciertos tipos de valores de utilidad fija.

Tasa de Rendimiento Asumida

El rendimiento esperado de los activos de nuestros planes de pensión y planes de PBOP se basa en el promedio ponderada de las asignaciones de los objetivos de inversión de los planes a clases específicas de activos a la fecha de la medición. Esperamos un rendimiento en un rango de rendimiento de los activos entre el 4% a 12% y entre el 2% y 6% para los activos que mitigan riesgos. Ciertos fideicomisos que mantienen activos para los planes PBOP de SDG&E y SoCalGas se encuentran sujetos a fiscalización, lo cual impacta el rendimiento después de impuestos de los activos del plan.

Concentración de Riesgos

Los activos de los planes son diversificados en los mercados de capital y de deuda globales, y el enfoque del riesgo en un sector económico, industrial, vencimiento o geográfico es limitado.

Estrategia de Inversión para Planes PBOP de Sempra, SDG&E y SoCalGas

El plan de PBOP de Sempra, SDG&E y SoCalGas es financiado por las contribuciones en efectivo de Sempra, SDG&E y SoCalGas y de sus jubilados actuales. Los activos de estos planes son colocados en un fideicomiso maestro de pensión y en otros fideicomisos de la Asociación Voluntaria de Empleados Beneficiarios. Las asignaciones específicas de activos son revisadas periódicamente para ayudar a asegurarse que los activos del plan se encuentran posicionados para cumplir con sus obligaciones. El objetivo de las asignaciones de activos para los planes PBOP son entre activos que buscan rentabilidad y activos que mitigan el riesgo como se muestra a continuación:

ASIGNACIÓN DE ACTIVOS OBJETIVO PARA PLANES PBOP			
(En millones de dólares)			
	Sempra	SDG&E y SoCalGas	
	Activos mantenidos en el Fideicomiso Maestro de pensión	Activos mantenidos en el Fideicomiso Maestro de pensión	Activos mantenidos en fideicomisos de la Asociación Voluntaria de Empleados Beneficiarios
Activos de búsqueda de rentabilidad	74 %	38 %	30 %
Activos de mitigación de riesgos	26 %	62 %	70 %

Valor Razonable de los Activos de Pensiones y Planes PBOP

Clasificamos las inversiones del fideicomiso maestro de pensión de Sempra y de los fideicomisos de los planes PBOP de SDG&E y SoCalGas basados en la jerarquía de valor razonable, exceptuando ciertas inversiones medidas en NAV.

Las siguientes son descripciones de los métodos de valuación y suposiciones que utilizamos para estimar el valor razonable de las inversiones que mantienen los fideicomisos de los planes de pensiones y PBOP.

Valores de Capital– Valores de capital son valuados utilizando precios listados en bolsas de valores reconocidos a nivel nacional.

Compañías de Inversión Registradas – Las inversiones en fondos de inversión administrados por una compañía de inversión registrada se valúan con base en los precios cotización listados en la bolsa. Donde el valor es un precio de cotización en un mercado activo, la inversión es clasificada en Nivel 1 de la jerarquía del valor razonable. Otras inversiones se valoran bajo el enfoque de descuentos de flujos de efectivo que maximiza los datos observables, tal como los rendimientos reales de instrumentos similares, pero incluye ajustes de ciertos riesgos que pueden no ser observables, tales como los riesgos de crédito y liquidez.

Valores de Renta Fija – Ciertos valores de renta fija son valuados al precio de cierre reportado en el mercado activo en el cual el valor se comercializa. Otros valores de renta fija son valorados con base en rendimientos disponibles actualmente en valores comparables de emisores con calificaciones crediticias similares. Cuando los precios de cotización no están disponibles para valores idénticos o similares, el valor es valuado según bajo el enfoque de descuentos de flujos de efectivo que maximiza los datos observables, tales como los rendimientos reales de instrumentos similares, pero incluye ajustes para ciertos riesgos que pueden no ser observables, como los riesgos de crédito y de liquidez. Ciertos valores de utilidad fija de alto rendimiento son valuados aplicando un ajuste al precio como parte de la oferta para calcular un valor medio y el valor de demanda. Los ajustes pueden variar basados en el vencimiento, calificaciones crediticias, y frecuencia de operaciones reportadas. La oferta de la demanda es determinada por el administrador de inversiones basado en la revisión de información de mercado disponible.

Fideicomisos Colectivos/Comunes – Inversiones en fideicomisos comunes/colectivos son valuados con base en unidades NAV poseídas, que se basa en el valor razonable real de los activos subyacentes de dichos fondos.

Instrumentos Financieros Derivados – Los contratos de futuros que son negociados públicamente en los mercados activos son valuados a los precios de cierre del último día hábil del año. Los contratos forward de tipo de cambio son valuados al tipo de cambio vigente de las divisas subyacentes del forward, y las ganancias (pérdidas) no realizadas registradas diariamente. Los futuros de renta fija y opciones se valoran diariamente por el mercado. Los contratos de futuros de índice de capital son valuados al último precio de venta cotizado en la bolsa en la que se comercializan principalmente.

Mientras que la administración considera que los métodos de valuación descritos anteriormente son apropiados y consistentes con otros participantes del mercado, el uso de diferentes metodologías o suposiciones para determinar el valor razonable de ciertos instrumentos financieros pueden resultar en una diferencia en la medición de valor razonable al día del reporte.

Proporcionamos mayor detalle de las mediciones de valor razonable en las Notas 1 a 12. Las siguientes tablas presentan un resumen, por nivel dentro de la jerarquía de valor razonable, de las inversiones en nuestros fideicomisos de pensiones y planes PBOP medidos a valor razonable de forma recurrente.

Los valores razonables de la categoría activo por activo son los siguientes:

MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE – ACTIVOS DE INVERSIÓN PARA LOS PLANES DE PENSIÓN

(En millones de dólares)

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2023		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
SDG&E:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 17	\$ —	\$ 17
Valores de capital:			
Nacional	103	—	103
Internacional	40	—	40
Compañías de inversión registradas – Nacional	41	—	41
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	240	5	245
Bonos del gobierno internacionales	—	2	2
Bonos corporativos nacionales	—	62	62
Bonos corporativos internacionales	—	8	8
Instrumentos financieros derivados	(15)	—	(15)
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	426	77	503
Cuentas por cobrar/pagar, netas			1
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			214
Otros			8
Total de activos de inversión de SDG&E			726
SoCalGas:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	3	—	3
Valores de capital:			
Nacional	353	1	354
Internacional	137	—	137
Compañías de inversión registradas – Nacional	141	1	142
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	310	16	326
Bonos del gobierno internacionales	—	5	5
Bonos corporativos nacionales	—	212	212
Bonos corporativos internacionales	—	27	27
Instrumentos financieros derivados	11	—	11
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	955	262	1,217
Cuentas por cobrar/pagar, netas			(12)
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			513
Otros			26
Total de activos de inversión de SoCalGas			1,744

MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE – ACTIVOS DE INVERSIÓN PARA LOS PLANES DE PENSIÓN (CONTINÚA)*(En millones de dólares)*

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2023		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
Otros Sempra:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 7	\$ —	\$ 7
Valores de capital:			
Nacional	22	1	23
Internacional	8	—	8
Compañías de inversión registradas - Nacional	8	—	8
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	78	2	80
Bonos corporativos nacionales	—	13	13
Bonos corporativos internacionales	—	2	2
Instrumento financiero derivado	(5)	—	(5)
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	118	18	136
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			56
Otros			2
Total de activos de inversión de Otros Sempra			194
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable de Sempra	\$ 1,499	\$ 357	
Total de activos de inversión de Sempra			\$ 2,664

MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE – ACTIVOS DE INVERSIÓN PARA LOS PLANES DE PENSIÓN

(En millones de dólares)

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2022		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
SDG&E:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 3	\$ —	\$ 3
Valores de capital:			
Nacional	79	1	80
Internacional	40	—	40
Compañías de inversión registradas:			
Nacional	35	2	37
Internacional	5	—	5
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	224	3	227
Bonos del gobierno internacionales	—	2	2
Bonos corporativos nacionales	—	52	52
Bonos corporativos internacionales	—	8	8
Otros	(1)	—	(1)
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	385	68	453
Cuentas por cobrar/pagar, netas			(1)
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			210
Otros			8
Total de activos de inversión de SDG&E			670
SoCalGas:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	—	6
Valores de capital:			
Nacional	311	2	313
Internacional	158	—	158
Compañías de inversión registradas:			
Nacional	137	7	144
Internacional	20	—	20
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	261	17	278
Bonos del gobierno internacionales	—	6	6
Bonos corporativos nacionales	—	204	204
Bonos corporativos internacionales	—	30	30
Otros	(1)	1	—
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	892	267	1,159
Cuentas por cobrar/pagar, netas			(7)
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			355
Otros			28
Total de activos de inversión de SoCalGas			1,535

MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE – ACTIVOS DE INVERSIÓN PARA LOS PLANES DE PENSIÓN (CONTINÚA)*(En millones de dólares)*

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2022		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
Otros Sempra:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1	\$ —	\$ 1
Valores de capital:			
Nacional	17	—	17
Internacional	9	—	9
Compañías de inversión registradas:			
Nacional	7	—	7
Internacional	2	—	2
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	72	3	75
Bonos corporativos nacionales	—	11	11
Bonos corporativos internacionales	—	1	1
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	108	15	123
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			60
Otros			2
Total de activos de inversión de Otros Sempra			185
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable de Sempra	\$ 1,385	\$ 350	
Total de activos de inversión de Sempra			\$ 2,390

Las categorías de activos de valor razonable de los activos de los planes de PBOP que mantienen en el fideicomiso maestro de pensión y los fideicomisos adicionales para los planes de PBOP de SoCalGas y los fideicomisos del plan de PBOP de SDG&E son los siguientes:

MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE – ACTIVOS DE INVERSIÓN DE PLANES PBOP*(En millones de dólares)*

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2023		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
SDG&E:			
Valores de capital:			
Nacional	\$ 8	\$ —	\$ 8
Internacional	3	—	3
Compañías de inversión registradas:			
Nacional	71	—	71
Internacional	7	—	7
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	12	1	13
Bonos corporativos nacionales	—	5	5
Bonos corporativos internacionales	—	1	1
Instrumentos Financieros Derivados	2	—	2
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	103	7	110
Cuentas por cobrar/pagar, netas			(2)
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			10
Otros			32
Total de activos de inversión de SDG&E			150

MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE – ACTIVOS DE INVERSIÓN DE PLANES PBOP (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2023		
	Nivel 1	Nivel 2	Total
SoCalGas:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	—	7
Valores de capital:			
Nacional	57	—	57
Internacional	22	—	22
Compañías de inversión registradas – Nacional	78	103	181
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	128	14	142
Bonos internacionales del gobierno	—	9	9
Bonos corporativos nacionales	—	295	295
Bonos corporativos internacionales	—	42	42
Instrumentos financieros derivados	(6)	—	(6)
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	286	463	749
Cuentas por cobrar/pagar, netas			4
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			233
Otros			4
Total de activos de inversión de SoCalGas			990
Otros Sempra:			
Valores de capital:			
Nacional	7	—	7
Internacional	3	—	3
Compañías de inversión registradas - Nacional	3	—	3
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	2	1	3
Bonos corporativos nacionales	—	4	4
Bonos corporativos internacionales	—	1	1
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	15	6	21
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			7
Otros			1
Total de activos de inversión de Otros Sempra			29
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable de Sempra	\$ 404	\$ 476	
Total de activos de inversión de Sempra			\$ 1,169

MEDICIONES DE VALOR RAZONABLE – ACTIVOS DE INVERSIÓN DE PLANES PBOP
(En millones de dólares)

Valor razonable al 31 de diciembre de 2022

	Nivel 1	Nivel 2	Total
SDG&E:			
Valores de capital:			
Nacional	\$ 10	\$ —	\$ 10
Internacional	5	—	5
Compañías de inversión registradas:			
Nacional	65	—	65
Internacional	7	—	7
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	9	2	11
Bonos corporativos nacionales	—	6	6
Bonos corporativos internacionales	—	1	1
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	96	9	105
Inversiones medidas al NAV – Fideicomisos comunes/colectivos:			42
Total de activos de inversión de SDG&E			147
SoCalGas:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	1	—	1
Valores de capital:			
Nacional	46	—	46
Internacional	24	—	24
Compañías de inversión registradas:			
Nacional	80	72	152
Internacional	3	—	3
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	151	14	165
Bonos internacionales del gobierno	1	8	9
Bonos corporativos nacionales	—	269	269
Bonos corporativos internacionales	—	37	37
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	306	400	706
Cuentas por cobrar/pagar, netas			(4)
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos:			218
Otros			3
Total de activos de inversión de SoCalGas			923
Otros Sempra:			
Valores de capital:			
Nacional	6	—	6
Internacional	3	—	3
Compañías de inversión registradas – Local	2	—	2
Valores de renta fija:			
Gobierno y agencias gubernamentales nacionales	2	—	2
Bonos corporativos nacionales	—	4	4
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	13	4	17
Inversiones medidas al NAV:			
Fideicomisos comunes/colectivos			7
Otros			2
Total de activos de inversión de Otros Sempra			26
Total de activos de inversión en la jerarquía de valor razonable	\$ 415	\$ 413	
Total activos de inversión de Sempra			\$ 1,096

Pagos Futuros

Esperamos contribuir con las siguientes cantidades a nuestros planes de pensión y planes PBOP en 2024:

CONTRIBUCIONES ESPERADAS

(En millones de dólares)

	Sempra	SDG&E	SoCalGas
Planes de pensión	\$ 260	\$ 36	\$ 173
Planes PBOP	5	1	1

La siguiente tabla muestra el total de beneficios que esperamos pagar en los siguientes 10 años a empleados actuales y jubilados de los planes o de los activos de la compañía.

PAGOS ESPERADOS DE BENEFICIOS

(En millones de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	Pensión	PBOP	Pensión	PBOP	Pensión	PBOP
2024	\$ 245	\$ 47	\$ 60	\$ 10	\$ 130	\$ 34
2025	219	46	61	10	132	33
2026	218	48	57	10	133	33
2027	225	45	57	10	129	33
2028	211	44	59	10	127	32
2029-2033	1,080	218	289	46	654	161

PLANES DE AHORRO

Sempra, SDG&E y SoCalGas ofrecen planes de ahorro fiduciarios a todos sus empleados. La participación de los empleados, contribuciones de los empleados y contribuciones semejantes por parte del empleador se encuentran sujetas a las disposiciones de los planes respectivos, y para las contribuciones de los empleados, se encuentra una limitación por las autoridades gubernamentales.

Las contribuciones por parte del empleador a los planes de ahorro eran los siguientes:

CONTRIBUCIONES DEL EMPLEADOR A PLANES DE AHORRO

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra	\$ 59	\$ 64	\$ 52
SDG&E	20	19	18
SoCalGas	32	30	28

El valor de mercado de las acciones comunes de Sempra que se encontraban en los planes de ahorro fue \$1.1 mil millones de dólares tanto al 31 de diciembre de 2023 como a 2022.

NOTA 10. COMPENSACIÓN CON ACCIONES

PLANES DE COMPENSACIÓN CON ACCIONES DE SEMPRA

Sempra tiene un plan de compensación con acciones con la finalidad de alinear los objetivos de los accionistas y los empleados relacionados al crecimiento a largo plazo de Sempra. El plan permite una variedad amplia de premios basados en acciones, incluyendo:

- opciones de acciones no calificadas
- incentivo de opciones de acciones
- incentivos de acciones restringidas
- unidades de acciones restringidas
- derechos de apreciación de acciones
- incentivos al desempeño
- pagos de acciones
- equivalentes de dividendos

Los empleados elegibles, incluyendo aquellos de SDG&E y SoCalGas, participan en los planes de compensación con acciones de Sempra, como un componente de su paquete de compensación.

En los tres años terminados al 31 de diciembre de 2023, Sempra tuvo los siguientes tipos de incentivos pendientes:

- *Opciones de Acciones No Calificadas:* Las opciones de compra de acciones comunes tienen un precio de ejercicio igual al precio de mercado de las acciones comunes a la fecha del otorgamiento, son basadas en servicio, convirtiéndose en ejercitables durante el periodo de 3 años que expira 10 años posteriores a la fecha de su otorgamiento. Los incentivos de opciones no invertidos son sujetos a la pérdida de derechos tras la terminación de la relación laboral, excepto cuando se cumplan los criterios de jubilación de dichos incentivos y con algunas otras excepciones que se mencionan a continuación.
- *Unidades de Acciones Restringidas Basadas en Rendimiento:* Estos incentivos de RSU se convierten en acciones comunes de Sempra al final del periodo de rendimiento de tres años, basándose en el rendimiento de total para los accionistas en relación con los índices de mercado especificados o basándose en la tasa de crecimiento anual del EPS de Sempra. Los índices de mercado comparativos para los premios que se conceden basados en una rentabilidad de los accionistas son el Índice de Utilidades de S&P 500 (excluyendo las empresas de agua) y el Índice S&P 500. Usamos estimados de crecimiento censurados por analistas a largo plazo para S&P 500 para empresas del mismo grupo (excluyendo las compañías de agua) para desarrollar nuestras metas para los planes que se otorgan en virtud del crecimiento de EPS. Si el rendimiento total para los accionistas de Sempra o el crecimiento de EPS se encuentra por debajo de los niveles de objetivo y por encima de los niveles de rendimiento del umbral, las acciones estarán sujetas a una concesión parcial otorgada a pro rata. Si el rendimiento total para los accionistas de Sempra o el crecimiento EPS excede los niveles de objetivo, hasta un 100% de las RSUs otorgadas puede ser emitido. Estos premios de RSU están sujetos a pérdida anteriores a su concesión en virtud de la terminación de la relación laboral con un empleado, excepto cuando los criterios relativos al retiro de dichas concesiones son cumplidos y cuando son sujetas a otras excepciones descritas a continuación.
- *Unidades de Acciones Restringidas Basadas en Servicios:* Las RSUs también pueden ser basadas en servicio; estas se conceden generalmente de forma proporcional en un periodo de servicio de tres años. Estos premios son sujetos a una pérdida anticipada en caso se la terminación de la relación laboral con los empleados, sujeto a las excepciones descritas más adelante.

Para los incentivos que serían perdidos en virtud de una terminación de relación laboral, el Comité de Compensación y Desarrollo del Talento de Sempra de la Asamblea de accionistas puede renunciar al requisito de pérdida y con respecto a las opciones y RSUs basadas en servicio, pueden acelerar la adquisición. Los premios también se encuentran sujetos a una adquisición acelerada, bajo ciertas circunstancias, por el cambio en el control según el LTIP aplicable, en virtud del pago de acuerdos de indemnización o con la medida en el que lo requieran los términos de los premios aplicables. Los equivalentes a los dividendos en acciones sujetas a RSUs son invertidos de nuevo para la compra de acciones comunes adicional es que pueden estar sujetas a las mismas condiciones de concesión que las RSUs a las cuales se relacionan los dividendos.

INCENTIVOS BASADOS EN ACCIONES Y GASTOS DE COMPENSACIÓN

Al 31 de diciembre de 2023, fueron autorizadas 8,918,154 acciones comunes y se encuentran disponibles para otorgamiento futuros de los premios basados en acciones. Nuestra práctica también es satisfacer los premios basados en acciones al emitir nuevas acciones en lugar de adquisición por compra en el mercado.

Medimos y reconocemos los gastos de compensación para todos los pagos de premios basados en acciones hechos a nuestros empleados y directores basados en un estimado de valor razonable al día de la concesión. Reconocemos costos netos de la compensación en una tasa de pérdida estimada (basada en experiencia histórica) y reconoce que los costos de las compensaciones para acciones no calificadas y RSUs en una base lineal sobre el periodo de servicio requisito para el premio, el cual es generalmente un periodo de tres años. Sin embargo, los premios otorgados a participantes elegibles ya jubilados, el gasto es reconocido con base en el primer año en el cual el premio fue otorgado, ya que este requiere un servicio al final hasta el final del año en el que se otorgó. En el caso de los premios que se otorgaron a los participantes que se convirtieron en elegibles durante el periodo de servicio requerido, el gasto se reconoce a lo largo del periodo entre el año en el que se otorga y el último de los años en que se otorgó el premio o la fecha en la cual por primera vez el participante se hizo elegible para la jubilación. Sustancialmente todos los premios en circulación se encuentran clasificados como instrumentos de capital, por lo que, reconocemos el pago adicional en capital, así como reconocemos el gasto de compensación del pago asociados con los premios. Reconocemos en las ganancias las ganancias los beneficios (o deficiencias) fiscales resultantes de deducciones que se encuentran en un exceso de (o inferiores que) los beneficios fiscales relacionados a los gastos de compensación reconocidos en los pagos basados en acciones.

Las filiales de Sempra registran un gasto por los planes en la medida que los empleados de estas filiales participen en los planes y/o las filiales se encuentren asignadas a una porción de los gastos del personal corporativo de los planes de Sempra. El gasto total por la compensación basada en acciones para todos los premios basados en acciones de Sempra fueron los siguientes:

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
GASTOS DE COMPENSACIÓN CON ACCIONES			
<i>(En millones de acciones)</i>			
Sempra:			
Gastos de compensación con acciones, antes de impuestos ⁽¹⁾	\$ 71	\$ 61	\$ 58
Beneficio por impuesto a la utilidad ⁽¹⁾	(9)	(17)	(16)
	<u>\$ 62</u>	<u>\$ 44</u>	<u>\$ 42</u>
Gastos de compensación con acciones capitalizados	\$ 12	\$ 11	\$ 9
Exceso de (beneficio) deficiencia de impuesto a la utilidad	(6)	(3)	(9)
SDG&E:			
Gastos de compensación con acciones, antes de impuestos	\$ 13	\$ 11	\$ 10
Beneficio por impuesto a la utilidad	(2)	(3)	(3)
	<u>\$ 11</u>	<u>\$ 8</u>	<u>\$ 7</u>
Gastos de compensación con acciones capitalizados	\$ 7	\$ 6	\$ 5
Exceso de (beneficio) deficiencia de impuesto a la utilidad	(1)	—	(1)
SoCalGas:			
Gastos de compensación con acciones, antes de impuestos	\$ 18	\$ 17	\$ 14
Beneficio por impuesto a la utilidad	(3)	(5)	(4)
	<u>\$ 15</u>	<u>\$ 12</u>	<u>\$ 10</u>
Gastos de compensación con acciones capitalizados	\$ 5	\$ 5	\$ 4
Exceso de (beneficio) deficiencia de impuesto a la utilidad	(1)	—	(1)

⁽¹⁾ Incluye la actividad de incentivos emitidos para IEnova 2013 LTIP, las cuales liquidamos en efectivo tras su otorgamiento al precio de las acciones comunes de IEnova.

OPCIONES DE ACCIONES NO CALIFICADAS DE SEMPRA

Usamos un modelo de valuación de opciones de Black-Scholes para estimar el valor de cada opción de acciones no calificada otorgada. El uso de este modelo de valuación requiere que nosotros tengamos algunas asunciones sobre ciertos datos del modelo. La volatilidad esperada se calcula con base en una mezcla de la volatilidad histórica de implícita los precios de acciones comunes de Sempra. El periodo esperado previsto para las opciones se basa en un calendario de adquisición, la duración contractual de las

opciones, y el comportamiento esperado de los empleados durante sus funciones y posteriores a su terminación. La tasa de interés sin riesgo se basa en emisiones de cupón cero de tesorería de EE.UUA con un plazo restante igual al plazo previsto estimado de la fecha del otorgamiento. En 2023, 2022 y 2021, el consejo de administración de Sempra otorgó 326,574,439,796 y 445,240 opciones de acciones no calificadas, respectivamente, que se vuelven ejercitables en un periodo de tres años. La media ponderada por valor razonable de acciones para las opciones fue de \$17.50 dólares, \$10.99 dólares y \$9.54 dólares en 2023, 2022 y 2021, respectivamente. Para calcular el valor razonable, usamos el modelo de Black-Scholes tomando las siguientes asunciones:

SUPOSICIONES CLAVE PARA LAS OPCIONES DE ACCIONES OTORGADAS

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Volatilidad del precio de las acciones	27.35 %	26.08 %	26.57 %
Vencimiento esperado	5.36 años	5.36 años	5.36 años
Tasa de rendimiento sin riesgo	3.89 %	1.40 %	0.41 %
Rendimiento anual de dividendos	2.98 %	3.33 %	3.38 %

La siguiente tabla muestra un resumen de las opciones de acciones no calificadas al 31 de diciembre de 2023: y la actividad para el año terminado:

OPCIONES DE ACCIONES NO CALIFICADAS

	Acciones comunes sujetas a opciones	Precio del ejercicio promedio ponderado	Promedio ponderado en el término contractual remanente (en años)	Valor intrínseco agregado (en millones)
Sempra:				
Pendientes al 1 de enero de 2023	1,433,224	\$ 63.51		
Otorgados	326,574	\$ 76.86		
Pendientes al 31 de diciembre 2023	<u>1,759,798</u>	\$ 65.99	7.14	\$ 15
Otorgadas o esperadas a ser otorgadas al 31 de diciembre de 2023	1,759,798	\$ 65.99	7.14	\$ 15
Ejercibles al 31 de diciembre de 2023	991,618	\$ 63.02	6.30	\$ 12

El valor intrínseco agregado al 31 de diciembre de 2023, es el total de la diferencia entre el precio de cierre de las acciones comunes de Sempra y el precio de ejercicio para todas las opciones en dinero. El valor intrínseco agregado para acciones no calificadas del ejercicio de opción en los últimos tres años fue de:

- Cero en 2023
- \$1.7 millones de dólares en 2022
- \$1.4 millones de dólares en 2021

Todos los costos de compensación relacionados con opciones de acciones han sido reconocidos al 31 de diciembre de 2023. El promedio ponderado de precio de ejercicio por acción para las opciones de acciones no calificadas otorgadas en 2022 y 2021 fue de \$66.00 dólares y \$61.90 dólares, respectivamente.

Recibimos \$4 millones de dólares y \$5 millones de dólares en efectivo por el ejercicio de opciones sobre acciones en 2022 y 2021, respectivamente.

UNIDADES DE ACCIONES RESTRINGIDAS DE SEMPRA

Utilizamos el precio de las acciones comunes de Sempra en la fecha de otorgamiento para estimar el valor razonable de nuestras RSUs basadas en servicios y nuestras RSUs que se devengan en función de la tasa compuesta de crecimiento anual del EPS de Sempra.

Utilizamos el modelo de simulación de Monte Carlo para estimar el valor razonable de nuestros RSUs que confieren basados en los rendimientos totales de los accionistas de Sempra. Nuestra determinación del valor razonable se afecta por la volatilidad histórica del precio de las acciones comunes de Sempra y las demás empresas de su grupo. Esta valuación también se encuentra afectada por las tasas libres de riesgos de rentabilidad y un número de otras variables. A continuación, se encuentran las asunciones claves para las RSUs otorgadas en los últimos tres años:

SUPOSICIONES CLAVES PARA LAS RSUs OTORGADAS

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Volatilidad del precio de las acciones	35.31 %	32.82 %	33.39 %
Tasa de rendimiento sin riesgo	4.13 %	1.05 %	0.16 %

La siguiente tabla muestra un resumen de las RSUs al 31 de diciembre de 2023 y la actividad para el año terminado:

UNIDADES RESTRINGIDAS DE ACCIONES

	Unidades restringidas de acciones basadas en desempeño		Unidades restringidas de acciones basadas en servicio	
	Unidades	Promedio ponderado del valor razonable a la fecha de otorgamiento	Unidades	Promedio ponderado del valor razonable a la fecha de otorgamiento
Sempra:				
Pendientes al 1 de enero de 2023	1,679,590	\$ 72.20	551,274	\$ 65.43
Otorgadas	661,620	\$ 82.64	272,729	\$ 76.76
Adquiridas	(443,854)	\$ 77.86	(266,962)	\$ 65.81
Pérdida	(67,372)	\$ 75.93	(32,072)	\$ 87.08
Pendientes al 31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾	1,829,984	\$ 74.46	524,969	\$ 70.63
Esperadas a ser adquiridas al 31 de diciembre de 2023	1,804,044	\$ 74.38	512,658	\$ 70.54

⁽¹⁾ Cada RSU representa el derecho a recibir una acción de nuestras acciones comunes si las condiciones de rendimiento aplicables son satisfechas. Para todas las RSUs basadas en rendimiento, hasta un 100% adicional de las acciones representadas por el RSU pueden ser emitidas si Sempra excede las condiciones de objetivos de rendimiento.

En el 2023, 2022 y 2021 el valor razonable total de las acciones adquiridas de las RSU durante los años fue \$52 millones de dólares, \$54 millones de dólares y \$57 millones de dólares, respectivamente.

Esperamos que en un periodo de promedio ponderado de 1.55 años sean reconocidas \$38 millones de dólares de costos de compensación totales de RSUs no invertidas y no reconocidas al 31 de diciembre de 2023. El promedio ponderado de los valores razonables por acción de las RSUs concedidas en función de los resultados fue de \$73.47 dólares y \$66.52 dólares en 2022 y 2021, respectivamente. El promedio ponderado de valores razonables por acción de la RSU concedidas en función del servicio fueron de \$66.32 dólares y \$62.42 dólares en 2022 y 2021, respectivamente.

NOTA 11. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

Utilizamos instrumentos derivados principalmente para gestionar las exposiciones que surjan en el curso ordinario de los negocios. Nuestras principales exposiciones son el riesgo de 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 los valores de nuestros activos caigan 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 las tablas 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 Balances Generales 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 SDG&E y SoCalGas, 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 utilidades (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 mexicanos y los importes relacionados con rescisiones o liquidaciones anticipadas de los swaps de tasas de interés como actividades de financiamiento y liquidaciones de otros instrumentos derivados como actividades operativas en los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo.

CONTABILIDAD DE COBERTURAS

Podemos designar un derivado como un 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 divisas 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 la variación en los flujos de efectivo futuros de una partida de ingresos o gastos determinada, 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 operaciones. 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 reglamentarios aplicables al negocio, de conformidad con lo siguiente:

- SDG&E y SoCalGas utilizan derivados de gas natural y SDG&E utiliza derivados de electricidad, para beneficio de sus clientes, con el objetivo de gestionar el riesgo de precios y el riesgo 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 limitada por la política de la compañía. Los planes de gestión de riesgos y de actividades de transacciones de SDG&E para los derivados de la electricidad también deben presentarse a la CPUC, que los debe aprobar. SoCalGas también está sujeta a determinados requisitos reglamentarios y umbrales relacionados con la adquisición de gas natural bajo el GCIM. Las actividades derivadas de gas natural y la electricidad se registran como costos de las materias primas que se compensan con saldos de cuentas reglamentarias y se recuperan en tarifas. Los impactos del costo neto de las materias primas en los Estados Consolidados de Resultados se reflejan en el Costo del Gas Natural o en el Costo del Combustible Eléctrico y Energía Adquirida.
- SDG&E recibe 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 utilidades y pérdidas no realizadas no impactan en las utilidades, ya que se compensan con los saldos reglamentarios de las cuentas. Las utilidades y pérdidas realizadas asociadas a los CRR, que son recuperables en las tarifas, se registran en Costo del Combustible Eléctrico y Energía Comprada o en Costo del Gas Natural en los Estados Consolidados de Resultados.
- Sempra Infrastructure puede utilizar derivados de gas natural y electricidad, según corresponda, en un esfuerzo por optimizar las utilidades de sus activos que respaldan a los siguientes negocios: LNG, gasoductos y almacenamiento de gas natural y generación de energía. Las utilidades y pérdidas asociadas a derivados no designados se reconocen en Ingresos de Negocios Relacionados con la Energía en los Estados Consolidados de Resultados.
- De tiempo en tiempo, nuestros diversos negocios, entre ellos SDG&E y SoCalGas, pueden utilizar otros derivados para cobertura de exposiciones tales como las reservas de emisión de gases de efecto invernadero.

La siguiente tabla resume los volúmenes netos de los derivados energéticos.

VOLUMENES NETOS DE DERIVADOS ENERGÉTICOS

(Cantidades en millones)

Materia Prima	Unidad de medida	31 de diciembre de	
		2023	2022
Sempra:			
Gas natural	MMBtu	361	254
Electricidad	MWh	1	1
Ingresos por derechos de congestión	MWh	36	42
SDG&E:			
Gas natural	MMBtu	17	15
Ingresos por derechos de congestión	MWh	36	42
SoCalGas:			
Gas natural	MMBtu	268	224

DERIVADOS DE TASAS DE INTERÉS

Estamos expuestos a las tasas de interés principalmente como resultado de nuestro uso actual y esperado de financiamientos. SDG&E y SoCalGas, así como Sempra y sus otras subsidiarias y JVs, celebran periódicamente contratos de derivados de tasas de interés con el objetivo de moderar nuestra exposición a las tasas de interés y de 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 insoluble o en anticipación de futuros financiamientos.

En diciembre de 2022, Sempra Infrastructure celebró un swap de tasas de interés contingente no designado para bloquear las tasas de interés de hasta \$3.5 mil millones de dólares de la deuda a tipo variable del financiamiento anticipado del futuro proyecto a nivel de deuda que se utilizaría para pagar los costos de construcción del proyecto PA LNG Fase 1. El swap de tasas de interés contingente tenía una vigencia de 25 años, y su liquidación estaba condicionada al cierre del financiamiento de deuda a nivel del proyecto PA LNG Fase 1. En marzo de 2023, concluimos el financiamiento de deuda a nivel de proyecto y, poco después, pagamos \$14 millones de dólares para liquidar en efectivo el swap de tasa de interés contingente.

Como se describe en la Nota 7, el contrato de crédito a plazo de Port Arthur LNG exige una cobertura mínima del 60% del importe previsto de los préstamos a plazo pendientes. En marzo de 2023, Port Arthur LNG suscribió swaps a tipo de interés variable a fijo con 17 contrapartes para cubrir la variabilidad de los flujos de efectivo relacionados con el componente basado en SOFR de los pagos de intereses de los préstamos previstos pendientes en virtud del contrato. Los montos nominales de los swaps de tipos de interés aumentan generalmente en proporción a los préstamos previstos hasta un importe máximo de \$4.2 mil millones de dólares antes del vencimiento de los préstamos a plazo el 20 de marzo de 2030. En virtud de los swaps de tipos de interés, que se designan como coberturas de flujos de efectivo, Port Arthur LNG recibe intereses al tipo SOFR a Plazo y paga intereses a un tipo fijo del 3.23% sobre la base de montos nominales amortizables con vencimiento en 2048.

La siguiente tabla presenta los montos nominales netos de nuestros derivados de tasas de interés, excluyendo aquellas inversiones basadas en el método de participación y el swap de tasas de interés contingente.

DERIVADOS DE TASAS DE INTERÉS

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Deuda nominal	Vencimientos	Deuda nominal	Vencimientos
Sempra:				
Coberturas de flujo de efectivo ⁽¹⁾	\$ 4,451	2024-2048	\$ 294	2023-2034

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, las coberturas de flujo de efectivo devengaron intereses basados en un nominal de \$488 y \$294, respectivamente.

DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO

Podemos utilizar swaps de divisas para cubrir la exposición relacionada con la deuda denominada en pesos mexicanos en nuestras subsidiarias y JVs mexicanas. Estas coberturas de flujo de efectivo intercambian nuestros pagos de principal e intereses denominados en pesos mexicanos por dólares de los EE.UU. e intercambian las tasas de interés fijas mexicanas por las tasas de

interés fijas de EE.UU. De tiempo en tiempo, Sempra Infrastructure y sus JVs pueden utilizar otros derivados de tipos de cambio para cubrir exposiciones relacionadas con flujos de efectivo asociados a ingresos de contratos denominados en pesos mexicanos que están indexados al dólar de los EE.UU.

También estamos expuestos a fluctuaciones de tipo de cambio en nuestras subsidiarias y JVs mexicanas, que tienen balances en efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y deuda (activos y pasivos monetarios) denominados en dólares de los EE.UU., que dan lugar a movimientos en el tipo de cambio con la moneda mexicana para fines del impuesto sobre la utilidad en México. También tienen activos y pasivos diferidos del impuesto sobre la utilidad denominados en pesos mexicanos, los cuales deben traducirse a dólares de los EE.UU. para fines de información financiera. Adicionalmente, los activos y pasivos monetarios y ciertos activos y pasivos no monetarios se ajustan a la inflación mexicana, ello para efectos del impuesto sobre la utilidad. También podemos utilizar derivados de tipo de cambio como medios para manejar el riesgo de exposición a fluctuaciones importantes en nuestros gastos de impuestos y participación en utilidades de estos impactos; sin embargo, generalmente nosotros no cubrimos nuestros activos y pasivos por impuestos diferidos o por inflación.

La siguiente tabla presenta los montos nominales netos de nuestros derivados de tipo de cambio, excluyendo aquellas inversiones bajo el método de participación en capital.

DERIVADOS DE TIPO DE CAMBIO

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022	
	Monto nominal	Vencimientos	Monto nominal	Vencimientos
Sempra:				
Swaps de divisas	\$ —	—	\$ 306	2023
Otros tipos de cambio	176	2024-2025	111	2023-2024

PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

En los Balances Generales 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 tablas presentan los valores razonables de los instrumentos derivados en los Balances Generales Consolidados, incluyendo el monto del efectivo en garantía por pagar que no fue compensado debido a que la garantía en efectivo superaba las posiciones de pasivo.

INSTRUMENTOS DERIVADOS EN LOS BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de 2023			
	Activos circulantes: Contratos a precio fijo y otros derivados ⁽¹⁾	Otros activos de largo plazo	Otros pasivos circulantes	Créditos diferidos y otros
Sempra:				
Derivados designados como instrumentos de cobertura:				
Instrumentos de tasas de interés	\$ 17	\$ 70	\$ —	\$ —
Instrumentos de cambio de divisas	—	—	(9)	—
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	173	52	(170)	(56)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(169)	(51)	169	51
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	10	8	(228)	(9)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(5)	(2)	5	2
Garantía asociada de compensación en efectivo	—	—	12	7
Montos netos presentados en el balance general	26	77	(221)	(5)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas no sujeto a recuperación por tarifas	74	—	—	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas	22	—	—	—
Total ⁽²⁾	\$ 122	\$ 77	\$ (221)	\$ (5)
SDG&E:				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 9	\$ 8	\$ (18)	\$ (9)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(5)	(2)	5	2
Garantía asociada de compensación en efectivo	—	—	12	7
Montos netos presentados en el balance general	4	6	(1)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas	21	—	—	—
Total ⁽²⁾	\$ 25	\$ 6	\$ (1)	\$ —
SoCalGas:				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 1	\$ —	\$ (210)	\$ —
Montos netos presentados en el balance	1	—	(210)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas	1	—	—	—
Total	\$ 2	\$ —	\$ (210)	\$ —

⁽¹⁾ Incluido en Otros Activos Circulantes para SoCalGas.

⁽²⁾ Se excluyen los contratos normales de compra registrados previamente a valor razonable.

INSTRUMENTOS DERIVADOS EN LOS BALANES GENERALES CONSOLIDADOS (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

31 de diciembre de 2022

	Activos circulantes: Contratos a precio fijo y otros derivados ⁽¹⁾	Otros activos de largo plazo	Otros pasivos circulantes	Créditos diferidos y otros
Sempra:				
Derivados designados como instrumentos de cobertura:				
Instrumentos de tipo de interés	\$ 10	\$ 33	\$ —	\$ —
Instrumentos de divisas	—	—	(7)	(1)
Instrumentos de tipo de interés y de divisas	—	—	(105)	—
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	480	133	(399)	(132)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(301)	(39)	301	39
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	138	27	(97)	(2)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(27)	(2)	27	2
Instrumento de tasa de interés	33	—	—	—
Montos netos presentados en el balance	333	152	(280)	(94)
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas no sujeto a recuperación por tarifas	451	—	—	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas	18	—	—	—
Total ⁽²⁾	\$ 802	\$ 152	\$ (280)	\$ (94)
SDG&E:				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 107	\$ 27	\$ (13)	\$ (2)
Contratos asociados de compensación de materias primas	(12)	(2)	12	2
Montos netos presentados en el balance general	95	25	(1)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas	17	—	—	—
Total ⁽²⁾	\$ 112	\$ 25	\$ (1)	\$ —
SoCalGas:				
Derivados no designados como instrumentos de cobertura:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 31	\$ —	\$ (84)	\$ —
Contratos asociados de compensación de materias primas	(15)	—	15	—
Montos netos presentados en el balance	16	—	(69)	—
Garantía adicional en efectivo para contratos de materias primas sujeto a recuperación por tarifas	1	—	—	—
Total	\$ 17	\$ —	\$ (69)	\$ —

⁽¹⁾ Incluido en Otros Activos Circulantes para SoCalGas.

⁽²⁾ Se excluyen los contratos normales de compra registrados previamente a valor razonable.

La siguiente tabla incluye los efectos de los instrumentos derivados designados como coberturas de flujo de efectivo en los Estados Consolidados de Resultados en OCI y AOCI.

IMPACTOS DE COBERTURA DE FLUJO DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

	Ganancia (pérdida) antes de impuestos reconocida en OCI			Ubicación	Pérdida (ganancia) antes de impuestos reclasificada de AOCI a ganancias		
	Años terminados el 31 de diciembre de				Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021		2023	2022	2021
Sempra:							
Instrumentos de tasa de interés	\$ 45	\$ 40	\$ 29	Gasto por Intereses	\$ (1)	\$ (1)	\$ (11)
Instrumentos de tasa de interés	20	205	71	Participación en Utilidades ⁽¹⁾	48	(29)	(73)
Instrumentos de cambio de divisas	(2)	(8)	11	Ingresos: Negocios Relacionados con la Energía	(1)	1	(1)
				Otra Utilidad, Neta	(2)	(1)	—
Instrumentos de cambio de divisas	(3)	(5)	8	Participación en Utilidades ⁽¹⁾	(2)	—	—
Instrumentos de tasa de interés y de cambio de divisas	7	25	(4)	Gasto por Intereses	1	2	(1)
				Otra Utilidad, Neta	6	12	(6)
Total	\$ 67	\$ 257	\$ 115		\$ 49	\$ (16)	\$ (92)
SoCalGas:							
Instrumentos de tasa de interés	\$ —	\$ —	\$ —	Gasto por Intereses	\$ (1)	\$ (1)	\$ —

⁽¹⁾ La participación en utilidades para nuestras inversiones bajo el método de participación en capital se reconocen después de impuestos.

Para Sempra, se esperan ganancias netas antes de NCI por \$37 millones de dólares, que son netas de gastos de impuestos, que actualmente se registran en AOCI (con ganancias netas de \$18 millones de dólares atribuibles al NCI) relacionados con coberturas de flujo de efectivo, sean reclasificadas en utilidades durante los próximos 12 meses, conforme los conceptos objeto de cobertura afecten a las utilidades. SoCalGas espera que \$1 millón de dólares de pérdidas, neto del beneficio por impuestos, que actualmente se registran en AOCI relacionados con las coberturas de flujo de efectivo, se reclasifiquen en utilidades durante los próximos 12 meses, conforme los conceptos objeto de cobertura afecten las utilidades. Los montos reales finalmente reclasificados en utilidades dependen de las tasas de interés vigentes cuando los contratos derivados vencen.

Para todas las operaciones previstas, el plazo máximo restante sobre el que tenemos cobertura de la exposición a la variabilidad de los flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2023 es de aproximadamente 24 años para Sempra. El plazo máximo restante para el que cubrimos la exposición a la variabilidad de los flujos de efectivo en nuestro método de participación es de 16 años.

La siguiente tabla resume los efectos de los instrumentos derivados no designados como instrumentos de cobertura sobre los Estados Consolidados de Resultados.

IMPACTOS POR DERIVADOS NO DESIGNADOS

(En millones de dólares)

		Ganancia (pérdida) antes de impuesto en derivados reconocida en utilidades		
		Años terminados el 31 de diciembre,		
Ubicación		2023	2022	2021
Sempra:				
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	Ingresos: Negocios Relacionados con la Energía	\$ 919	\$ (1,116)	\$ (203)
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo del Gas Natural	(288)	(56)	(25)
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo del Combustible Eléctrico y Energía Adquirida	15	202	31
Instrumentos de tasa de interés	Gasto por Intereses	(47)	33	—
Instrumentos de cambio de divisas	Otra Utilidad, Neta	—	—	(22)
Total		\$ 599	\$ (937)	\$ (219)
SDG&E:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo del Combustible Eléctrico y Energía Adquirida	\$ 15	\$ 202	\$ 31
SoCalGas:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	Costo del Gas Natural	\$ (288)	\$ (56)	\$ (25)

CARACTERÍSTICAS CONTINGENTES RELACIONADAS CON EL RIESGO DEL CRÉDITO

Para Sempra, SDG&E y SoCalGas, algunos 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, el valor razonable total de este grupo de instrumentos derivados en una posición de pasivo neto al 31 de diciembre de 2023 y 2022 fue de \$215 millones de dólares y \$106 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 2023 y 2022 fue de \$210 millones de dólares y \$69 millones de dólares, respectivamente. SDG&E no tenía este grupo de instrumentos derivados en una posición de pasivo al 31 de diciembre de 2023 o 2022. Al 31 de diciembre de 2023, si las calificaciones crediticias de Sempra o SoCalGas se redujeran por debajo del grado de inversión, podrían requerirse \$215 millones de dólares y \$210 millones de dólares, respectivamente, de activos adicionales para ser otorgados como garantía para estos contratos derivados.

Para Sempra, 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. MEDIDAS A VALOR RAZONABLE

MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE

Las tablas siguientes establecen nuestros activos y pasivos financieros, por nivel dentro de la jerarquía del valor razonable, que se contabilizaron al valor razonable de manera recurrente al 31 de diciembre de 2023 y 2022. Clasificamos los activos y pasivos financieros en su totalidad en función del nivel más bajo de insumos que es significativo para la medición del valor razonable. Nuestra evaluación de la importancia de un insumo particular para la medición del valor razonable requiere de un juicio y puede afectar la valuación de los activos y pasivos de valor razonable y su colocación dentro de la jerarquía del valor razonable.

El valor razonable de los activos y pasivos de los derivados de materias primas de conformidad con nuestra política de neteo, según analizamos en la Nota 11 bajo “Presentación de Estados Financieros”.

La determinación de los valores razonables, que se muestra en las tablas más adelante, incorpora diversos factores, incluyendo entre otros, la situación crediticia de las contrapartes implicadas y el impacto de mejoras crediticias (como depósitos en efectivo, cartas de crédito e intereses prioritarios).

Nuestros activos y pasivos financieros que se contabilizaron a valor razonable de forma periódica en las tablas que se presentan más adelante incluyen lo siguiente:

- Los fideicomisos de desmantelamiento nuclear reflejan los activos de los NDT de SDG&E, excluyendo las cuentas por cobrar y cuentas por pagar. Un fiduciario tercero valora los activos fiduciarios utilizando los precios de un servicio de fijación de precios basado en un enfoque de mercado. Validamos estos precios comparándolos con los precios de otras fuentes de datos independientes. Los valores se valúan utilizando precios de cotización listados 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, instrumentos de tasas de interés e instrumentos de cambio de divisas, utilizamos principalmente un enfoque de mercado o de ingresos con supuestos de participantes de mercado para valuar estos derivados. Los supuestos de los participantes en el mercado incluyen aquellos relativos al riesgo y el riesgo inherente a los insumos de las técnicas de valuación. Estos insumos pueden ser fácilmente observables, corroborados por el mercado, o generalmente no observables. Tenemos derivados que cotizan en bolsas que se valúan con base en los precios cotizados en mercados activos para instrumentos idénticos (Nivel 1). Adicionalmente podemos tener otros derivados de materias primas que se valúan utilizando modelos estándar de la industria que consideran los precios a futuro de las materias primas, el valor en el tiempo, los precios de mercado actuales y los precios contractuales de los instrumentos subyacentes, los factores de volatilidad y otras mediciones económicas pertinentes (Nivel 2). Los artículos recurrentes de Nivel 3 se refieren a los CRR y a las posiciones de electricidad al 31 de diciembre de 2022, y a precio fijo en el SDG&E, según describimos a continuación en “Información de Nivel 3 – SDG&E”.
- Las inversiones en el Fideicomiso Rabbi incluyen inversiones a corto plazo que consisten en el mercado monetario y los fondos de inversión 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).
- Como describimos en la Nota 6, en julio de 2020, Sempra firmó un Contrato de Soporte en beneficio de CFIN. Valuamos el Contrato de Soporte, que incluye una obligación de garantía, una opción de venta (put) y una opción de compra (call), neto de las comisiones de garantía relacionadas, a un valor razonable sobre una base recurrente. Utilizamos un modelo de flujo descontado para valuar el Contrato de Soporte, neto de las comisiones de garantía relacionadas. Debido a que algunos de los insumos que son significativos para la valuación son menos observables, el Contrato de Soporte se clasifica como Nivel 3, tal y como se describe a continuación en “Información de Nivel 3 – Sempra Otros”.

MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE

(En millones de dólares)

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2023			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Sempra:				
Activos:				
Fideicomisos por desmantelamiento nuclear:				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 19	\$ 2	\$ —	\$ 21
Valores de capital	308	4	—	312
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	34	17	—	51
Bonos municipales	—	275	—	275
Otros valores	—	220	—	220
Total de valores de deuda	34	512	—	546
Total de fideicomisos por desmantelamiento nuclear ⁽¹⁾	361	518	—	879
Inversiones a corto plazo en el Fideicomiso Rabbi	67	—	—	67
Instrumentos de tasa de interés	—	87	—	87
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	5	—	5
Efectos de neteo y asignación de garantía ⁽²⁾	74	—	—	74
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	—	1	10	11
Efectos de neteo y asignación de garantía ⁽²⁾	16	—	6	22
Contrato de Soporte, neto de comisiones de garantía	—	—	23	23
Total	\$ 518	\$ 611	\$ 39	\$ 1,168
Pasivos:				
Instrumentos de divisas	\$ —	\$ 9	\$ —	\$ 9
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	6	—	6
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	20	210	—	230
Efectos de neteo y asignación de garantía ⁽²⁾	(19)	—	—	(19)
Total	\$ 1	\$ 225	\$ —	\$ 226

⁽¹⁾ Excluye cuentas por cobrar (pagar), neta.

⁽²⁾ Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar los contratos bajo contratos maestros de liquidación y con garantía en efectivo, así como una compensación distinta a efectivo.

MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE (CONTINÚA)

(En millones de dólares)

	Valor razonable al 31 de diciembre de 2022			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Sempra:				
Activos:				
Fideicomisos por desmantelamiento nuclear:				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 10	\$ 1	\$ —	\$ 11
Valores de capital	293	4	—	297
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	27	13	—	40
Bonos municipales	—	270	—	270
Otros valores	—	227	—	227
Total de valores de deuda	27	510	—	537
Total de fideicomisos por desmantelamiento nuclear ⁽¹⁾	330	515	—	845
Inversiones a corto plazo en el Fideicomiso Rabbi	55	—	—	55
Instrumentos de tasa de interés	—	76	—	76
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	273	—	273
Efectos de neteo y asignación de garantía ⁽²⁾	451	—	—	451
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	82	19	35	136
Efectos de neteo y asignación de garantía ⁽²⁾	12	—	6	18
Contrato de Soporte, neto de comisiones de garantía	—	—	17	17
Total	\$ 930	\$ 883	\$ 58	\$ 1,871
Pasivos:				
Instrumentos de divisas	\$ —	\$ 8	\$ —	\$ 8
Instrumentos de tasas de interés y de cambio de divisas	—	105	—	105
Contratos de materias primas no sujetos a recuperación por tarifas	—	191	—	191
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	—	70	—	70
Total	\$ —	\$ 374	\$ —	\$ 374

⁽¹⁾ Excluye cuentas por cobrar (pagar), neta.

⁽²⁾ Incluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar los contratos bajo contratos maestros de liquidación y con garantía en efectivo, así como una compensación distinta a efectivo.

MEDICIONES RECURRENTE A VALOR RAZONABLE

(En millones de dólares)

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable al 31 de diciembre de 2023				
SDG&E:				
Activos:				
Fideicomisos por desmantelamiento nuclear:				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 19	\$ 2	\$ —	\$ 21
Valores de capital	308	4	—	312
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	34	17	—	51
Bonos municipales	—	275	—	275
Otros valores	—	220	—	220
Total de valores de deuda	34	512	—	546
Total de fideicomisos por desmantelamiento nuclear ⁽¹⁾	361	518	—	879
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	—	—	10	10
Efectos de neteo y asignación de garantía ⁽²⁾	15	—	6	21
Total	\$ 376	\$ 518	\$ 16	\$ 910
Pasivos:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ 20	\$ —	\$ —	\$ 20
Efectos de neteo y asignación de garantía ⁽²⁾	(19)	—	—	(19)
Total	\$ 1	\$ —	\$ —	\$ 1

Valor razonable al 31 de diciembre de 2022

SDG&E:				
Activos:				
Fideicomisos por desmantelamiento nuclear:				
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 10	\$ 1	\$ —	\$ 11
Valores de capital	293	4	—	297
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	27	13	—	40
Bonos municipales	—	270	—	270
Otros valores	—	227	—	227
Total de valores de deuda	27	510	—	537
Total de fideicomisos por desmantelamiento nuclear ⁽¹⁾	330	515	—	845
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	82	3	35	120
Efectos de neteo y asignación de garantía ⁽²⁾	11	—	6	17
Total	\$ 423	\$ 518	\$ 41	\$ 982
Pasivos:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 1	\$ —	\$ 1
Total	\$ —	\$ 1	\$ —	\$ 1

⁽¹⁾ Excluye cuentas por cobrar (pagar), neta.

⁽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 RECURRENTE A VALOR RAZONABLE*(En millones de dólares)*

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Valor razonable al 31 de diciembre de 2023				
SoCalGas:				
Activos:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 1	\$ —	\$ 1
Efecto de la compensación y asignación de garantía ⁽¹⁾	1	—	—	1
Total	\$ 1	\$ 1	\$ —	\$ 2
Pasivos:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 210	\$ —	\$ 210
Total	\$ —	\$ 210	\$ —	\$ 210

Valor razonable al 31 de diciembre de 2022

SoCalGas:				
Activos:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 16	\$ —	\$ 16
Efecto de la compensación y asignación de garantía ⁽¹⁾	1	—	—	1
Total	\$ 1	\$ 16	\$ —	\$ 17
Pasivos:				
Contratos de materias primas sujetos a recuperación por tarifas	\$ —	\$ 69	\$ —	\$ 69
Total	\$ —	\$ 69	\$ —	\$ 69

⁽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.

Información de Nivel 3**SDG&E**

La siguiente tabla contiene las conciliaciones de los cambios de valor razonable de los CRR y de las posiciones de electricidad al 31 de diciembre de 2022, y a precio fijo clasificadas como Nivel 3 en la jerarquía de valor razonable de Sempra y SDG&E.

RECONCILIACIONES NIVEL 3⁽¹⁾*(En millones de dólares)*

	2023	2022	2021
Balance al 1 de enero	\$ 35	\$ 54	\$ 69
Pérdidas realizadas y no realizadas	(17)	(56)	(50)
Instrumentos de transmisión asignados	(1)	(4)	3
Liquidaciones	(7)	41	32
Balance al 31 de diciembre	\$ 10	\$ 35	\$ 54
Cambio en pérdidas relacionadas con Instrumentos mantenidos al 31 de diciembre	\$ (13)	\$ (10)	\$ (16)

⁽¹⁾ Excluye el efecto de la capacidad contractual para liquidar los contratos bajo contratos 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.

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 a continuación:

INSUMOS DE LOS PRECIOS DE SUBASTA PARA INGRESOS POR DERECHOS DE CONGESTIÓN

Año de liquidación	Precio por MWh				Media del Precio por MWh		
2024	\$	(3.69)	a	\$	9.55	\$	(0.44)
2023		(3.09)	a		10.71		(0.56)
2022		(3.67)	a		6.96		(0.70)

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 significativamente más alta (más baja). Incluimos un resumen de los volúmenes de CRR en la Nota 11.

Las posiciones de electricidad a largo plazo y a precio fijo en 2022 que se valoraron utilizando datos importantes no observables se clasificaron como Nivel 3 porque las condiciones del contrato se refirieron a un lugar de entrega o duración para el que no se disponía de información sobre las tasas de mercado observables. El valor razonable de las posiciones netas de electricidad clasificadas como Nivel 3 se derivaron 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 al 31 de diciembre de 2022 fueron de \$33.45 dólares a \$274.70 dólares y \$85.64, respectivamente. Incluimos un resumen de los volúmenes de posición de electricidad a largo plazo, a 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 Resultados. Debido a que las ganancias y pérdidas no realizadas se registran como activos y pasivos reglamentarios, no afectan a las utilidades.

Otros Sempra

La siguiente tabla contiene las conciliaciones de las variaciones en el valor razonable del Contrato de Soporte de Sempra en beneficio de CFIN que se clasifica como Nivel 3 en la jerarquía de valor razonable.

RECONCILIACIONES NIVEL 3

(En millones de dólares)

	2023	2022	2021
Balance al 1 de enero	\$ 17	\$ 7	\$ 3
Ganancias realizadas y no realizadas ⁽¹⁾	15	19	11
Liquidaciones	(9)	(9)	(7)
Balance al 31 de diciembre ⁽²⁾	\$ 23	\$ 17	\$ 7
Cambio en ganancias no realizadas relacionadas con instrumentos que aún se mantenían al 31 de diciembre	\$ 13	\$ 18	\$ 11

⁽¹⁾ Ganancias netas se incluyen en Utilidades por Intereses y las pérdidas netas se incluyen en Gastos por Intereses en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra.

⁽²⁾ Balance al 31 de diciembre de 2023 y 2022 incluye \$7 en otros Activos Circulantes y \$16 y \$10, respectivamente, en otros Activos a Largo Plazo. Balance al 31 de diciembre de 2021 incluye \$7, en otros Activos Circulantes, compensados por una cantidad no material en Créditos Diferidos y Otros Balances Generales Consolidados de Sempra.

El valor razonable del Contrato de Soporte, 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 Soporte, neto de las tasas de garantía relacionadas, se clasifica como Nivel 3. Asignamos a CFIN una calificación crediticia desarrollada internamente de A3 y nos basamos en 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 podría resultar en un cambio significativo en el valor razonable del Contrato de Soporte.

Valor Razonable de Instrumentos Financieros

Los valores razonables de algunos de nuestros instrumentos financieros (efectivo, cuentas por cobrar, cantidades debidas a/por afiliadas no consolidadas con vencimientos originales de menos de 90 días, 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 Retiro Ejecutivo Adicional, Restauración de Saldo de Efectivo y de 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 Generales Consolidados.

VALOR RAZONABLE DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS						
<i>(En millones de dólares)</i>						
	Monto registrado	Valor razonable			Total	
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3		
31 de diciembre de 2023						
Sempra:						
Cuenta por cobrar a largo plazo ⁽¹⁾	\$ 334	\$ —	\$ —	\$ 318	\$ 318	
Montos de largo plazo adeudados a afiliadas no consolidadas	312	—	283	—	283	
Total de deuda a largo plazo ⁽²⁾	27,716	—	25,617	—	25,617	
SDG&E:						
Total de deuda a largo plazo ⁽³⁾	\$ 8,750	\$ —	\$ 7,856	\$ —	\$ 7,856	
SoCalGas:						
Total de deuda a largo plazo ⁽⁴⁾	\$ 6,759	\$ —	\$ 6,442	\$ —	\$ 6,442	
31 de diciembre de 2022						
Sempra:						
Cuenta por cobrar a largo plazo ⁽¹⁾	\$ 318	\$ —	\$ —	\$ 286	\$ 286	
Montos de largo plazo adeudados a afiliadas no consolidadas	301	—	263	—	263	
Total de deuda a largo plazo ⁽²⁾	24,513	—	21,549	—	21,549	
SDG&E:						
Total de deuda a largo plazo ⁽³⁾	\$ 7,800	\$ —	\$ 6,726	\$ —	\$ 6,726	
SoCalGas:						
Total de deuda a largo plazo ⁽⁴⁾	\$ 6,059	\$ —	\$ 5,538	\$ —	\$ 5,538	

⁽¹⁾ Antes de reservas por pérdidas crediticias por \$6 y \$7 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente. Excluye costos de transacción no amortizados de \$4 y \$5 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

⁽²⁾ Antes de reducciones de descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda por \$322 y \$289 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros por \$1,340 y \$1,343 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

⁽³⁾ Antes de reducciones de descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda por \$89 y \$70 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros por \$1,233 y \$1,256 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

⁽⁴⁾ Antes de reducciones de descuentos no amortizados y costos de emisión de deuda por \$55 y \$48 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, y excluyendo obligaciones de arrendamientos financieros por \$107 y \$87 al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

Incluimos los valores razonables para los valores mantenidos en los NDT relacionados con SONGS en la Nota 15.

NOTA 13. ACCIONES PREFERENTES

Sempra y SDG&E están autorizadas para emitir hasta 50,000,000 y 45,000,000 de acciones preferentes, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, SDG&E no tuvo acciones preferentes en circulación. Los derechos, preferencias y restricciones para cualquier Serie de acciones preferentes deben ser establecidos por el consejo de administración de cada sociedad al momento de la emisión respectiva. Discutiremos las acciones preferentes de SoCalGas a continuación.

ACCIONES PREFERENTES SERIE C DE SEMPRA

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, Sempra tuvo 900,000 acciones de una tasa fija acumulable redimible de 4.875%, serie C (acciones preferentes serie C) en circulación.

Preferencia de Liquidación

Cada acción preferente de la serie C tiene una liquidación preferente de \$1,000 dólares más cualquier dividendo acumulado y no pagado de esa acción (se haya o no declarado).

Opción de Sempra de Terminación Anticipada

Las acciones preferentes de la serie C son perpetuas y no tienen fecha de vencimiento. No obstante, podemos, si así lo decidimos, redimir total o parcialmente, de tiempo en tiempo, las acciones preferentes de la serie C en cualquier día del periodo que incluye el 15 de julio inmediatamente anterior al 15 de octubre de 2025, y el 15 de octubre de cada cinco años a partir de 2025 incluyendo ése 15 de octubre, a un precio de reembolso en efectivo de \$1,000 dólares por acción. Adicionalmente, en el evento de que una agencia crediticia publique una calificación para nosotros, que haga ciertas modificaciones, clarificaciones o cambios en los criterios que utiliza para asignar crédito a valores, como las acciones preferentes de la serie C (Evento de Calificación Crediticia), podemos redimir la totalidad, y no de forma parcial, las acciones preferentes de la serie C en cualquier momento de entre los 120 días después de la resolución de un procedimiento de revisión o de apelación promovido por nosotros en virtud del Evento de Calificación Crediticia o, si no está disponible dicho procedimiento de revisión o apelación, a partir del acaecimiento del Evento de Calificación Crediticia, a un precio de reembolso en efectivo de \$1,020 dólares por acción (102% de la preferencia de liquidación por acción).

Dividendos

Los dividendos de las acciones preferentes de la serie C, habiendo sido aprobados por el consejo de administración o por un comité autorizado para tal efecto, son pagaderos en efectivo, en base acumulada, semestralmente. Los dividendos de las acciones preferentes de la serie C son acumulativos independientemente de:

- si tenemos utilidades;
- el pago de los dividendos está permitido por las leyes de California;
- dichos dividendos han sido autorizados o declarados; y
- cualquier contrato del que seamos parte prohíbe el pago de los dividendos, incluyendo cualquier contrato relacionado con nuestro endeudamiento.

Registramos los dividendos de las acciones preferentes de la serie C cada mes. La tarifa de dividendos desde, incluyendo el 19 de junio de 2020 a, excluyendo el 15 de octubre de 2025, es, de los \$1,000 dólares de liquidación preferente por acción, del 4.875% anual. La tarifa de dividendos cambiará el 15 de octubre de 2025 y, a partir del 15 de octubre de cada cinco años contados a partir del 2025, será una tarifa anual equivalente a la Tasa de Tesorería a Cinco Años de U.S. (definido en el certificado de determinación de las preferencias de las acciones preferentes de la serie C) al segundo día hábil anterior a dicha fecha de modificación, más un diferencial del 4.550%, de la preferencia de liquidación de \$1,000 dólares por acción.

Derechos de Voto

El tenedor de las acciones preferentes de la serie C no tiene ningún derecho de voto; excepto en los casos relativos a autorizaciones, creación o aumento en el monto autorizado de cualquier clase o serie de acciones preferentes que sean de rango superior a las de la serie C; en el caso de modificaciones de los términos de las acciones preferentes de la serie C; y en otras circunstancias limitadas y según lo exija la Ley de California. Además, cuando los dividendos de cualquier acción preferente de la serie C no hayan sido declarados y pagados o hayan sido declarados pero no pagados durante tres o más períodos en los que debió de hacerse el pago, sean o no consecutivos, el número autorizado de administradores del consejo se incrementará automáticamente en dos y, los tenedores de las acciones preferentes de la serie C, votando en conjunto como una sola clase junto con los tenedores de las demás series de acciones preferentes en circulación de igual rango y con derechos de voto similares, tendrán derecho a elegir a esos dos administradores, mismos que deberán reunir ciertos requisitos. Este derecho de voto se extinguirá cuando todos los dividendos acumulados y no pagados de las acciones preferentes de la serie C hayan sido pagados en su totalidad, también se extinguirá el mandato de cada director elegido en virtud de dichos derechos y, como consecuencia, el número autorizado de directores se reducirá automáticamente a dos, sujeto a la revocación de dichos derechos en caso de cada falta de pago posterior.

Rango

Las acciones preferentes de la serie C, respecto a los derechos sobre los dividendos y la distribución de derechos derivado de la liquidación o disolución:

- de rango superior a nuestras acciones comunes y a cada una de las otras clases o series de nuestro capital social que se establezcan en el futuro, a menos que los términos del capital dispongan expresamente lo contrario;
- a la par con cada clase o serie de nuestro capital social que se establezca en el futuro, si los términos de dicho capital social establecen que tiene el mismo rango que las acciones preferentes de la serie C;
- subordinado a cada clase o serie de nuestro capital social que se establezca en el futuro, si los términos de dicho capital establecen que tiene un rango superior al de las acciones preferentes de la serie C;
- subordinado a nuestro endeudamiento actual y futuro y a otros pasivos; y
- estructuralmente subordinado a todas las deudas y otros pasivos existentes y futuros de nuestras filiales y al capital social de nuestras subsidiarias en poder de terceros.

ACCIONES PREFERENTES DE CONVERSIÓN OBLIGATORIA DE SEMPRA

El 15 de enero de 2021, convertimos 17,250,000 acciones preferentes de la serie A en 27,562,050 acciones comunes con base en un factor de conversión de 0.39945 acciones comunes por cada una de las acciones preferentes de la serie A emitidas y en circulación. Consecuentemente, dejó de haber acciones preferentes de la serie A en circulación con posterioridad al 15 de enero de 2021 y las 17,250,000 acciones que anteriormente eran acciones preferentes de la serie A han regresado al estatus de acciones preferentes autorizadas pero no emitidas.

Al 15 de julio de 2021, hemos convertido, de conformidad con ya sea las conversiones anticipadas a elección de los tenedores o conversiones obligatorias, la totalidad de las acciones, todas las 5,750,000 acciones preferentes de la serie B a un total de 8,513,440 acciones comunes y un monto nominal de efectivo en sustitución de fracciones de acciones, con base en un factor de conversión de 0.37015 acciones comunes por cada una de las acciones preferentes serie B emitidas y en circulación. Consecuencia de ello, con posterioridad al 15 de julio de 2021 no existían acciones preferentes serie B en circulación y las 5,750,000 acciones que anteriormente eran acciones preferentes serie B han regresado al estatus de acciones preferentes autorizadas por no emitida.

ACCIONES PREFERENTES DE SOCALGAS

SoCalGas está autorizado a emitir hasta 11,000,000 de acciones preferentes, series de acciones preferentes y acciones preferentes. La tabla que se muestra a continuación muestra las acciones preferentes en circulación de SoCalGas:

	31 de diciembre de	
	2023	2022
ACCIONES PREFERENTES EN CIRCULACIÓN		
<i>(En millones de dólares, excepto montos por acciones)</i>		
\$25 con expresión de valor nominal, 1,000,000 acciones autorizadas:		
6% de Series, 79,011 acciones en circulación	\$ 3	\$ 3
6% de la Serie A, 783,032 acciones en circulación	19	19
SoCalGas - Total de acciones preferentes	22	22
Menos: 50,970 acciones del 6% de la Serie en circulación propiedad de PE	(2)	(2)
Sempre - Total de acciones preferentes de subsidiarias	\$ 20	\$ 20

Ninguna de las acciones preferentes en circulación de SoCalGas es reembolsable y ninguna de ellas está sujeta a reembolso 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 los dividendos no pagados.

Además de las acciones preferentes en circulación mencionadas, los estatutos de SoCalGas autorizan 5,000,000 de acciones preferentes pertenecientes a una serie y 5,000,000 de acciones preferentes, ambas sin valor nominal y con preferencias acumulativas en cuanto a dividendos y valor de liquidación. Las acciones preferentes tendrían un rango inferior a todas las series de acciones preferentes y a las series de acciones preferentes. El consejo de administración de SoCalGas establecería otros derechos y privilegios de cualquier nueva serie de dichas acciones en el momento de su emisión.

Las acciones preferentes en SoCalGas se presentan en Sempra como NCI. Sempra registra cargos contra utilidad relacionados con NCI por dividendos preferentes declarados por SoCalGas.

NOTA 14. SEMPRA – CAPITAL CONTABLE Y UTILIDAD POR ACCIÓN COMÚN

ACCIONES COMUNES

En mayo de 2023, los accionistas de Sempra aprobaron una modificación a los Estatutos Sociales de Sempra para aumentar el número de acciones autorizadas de las acciones comunes de Sempra de 750,000,000 a 1,125,000,000.

La siguiente tabla muestra la actividad que han tenido las acciones comunes por los últimos tres años.

ACTIVIDAD DE ACCIONES COMUNES			
	2023	2022	2021
Sempra:			
Acciones comunes en circulación, 1 de enero	628,669,356	633,839,564	576,940,488
Conversión de acciones preferentes de conversión obligatoria	—	—	36,075,490
Acciones emitidas bajo contratos de venta a futuro	2,099,152	—	—
Acciones emitidas en IEnova por oferta de intercambio	—	—	24,613,554
RSUs devengadas ⁽¹⁾	941,910	914,444	1,373,832
Opciones de compra de acciones ejercitadas	—	81,260	101,342
Plan de inversión de acciones comunes ⁽²⁾	1,730	—	—
Emisión de RSUs en nuestro Plan de Compensación Diferida	132,178	130,026	204,476
Acciones recompradas ⁽³⁾	(412,594)	(6,295,938)	(5,469,618)
Acciones comunes en circulación, 31 de diciembre	631,431,732	628,669,356	633,839,564

⁽¹⁾ Incluye equivalente de dividendos.

⁽²⁾ Los participantes del Plan Directo de Compra de Acciones podrán reinvertir dividendos con la finalidad de comprar acciones recién emitidas.

⁽³⁾ Incluyen las acciones recompradas bajo planes de recompras y acciones retenidas de los participantes LTIP para cumplir con los requisitos mínimos de retención de impuestos.

SPLIT DE ACCIONES COMUNES EN LA FORMA DE UN DIVIDENDO DE ACCIONES

El 2 de agosto de 2023, el consejo de administración de Sempra declaró un split de las acciones comunes de Sempra a razón de dos a una en la forma de un dividendo 100% en acciones para accionistas registrados al cierre del 14 de agosto de 2023. Cada uno de los accionistas registrados recibió una acción adicional de las acciones comunes de Sempra por cada acción común de Sempra de la que era propietario en ese momento, que fueron distribuidas después del cierre de mercado el 21 de agosto de 2023. Las acciones comunes de Sempra empezaron a cotizar dando efectos al split a partir del 22 de agosto de 2023. Las acciones comunes de Sempra siguen sin tener valor nominal con 1,125,000,000 acciones autorizadas.

Todas las acciones e información por acción relacionada con las acciones comunes emitidas y en circulación y premios convertibles en acciones comunes se ajustaron retroactivamente para reflejar el split de acciones y se muestran con base en los efectos después del split.

OFERTA DE ACCIONES COMUNES

El 10 de noviembre de 2023, completamos la oferta de 17,142,858 acciones comunes, sin valor nominal, en una oferta pública registrada a \$70.00 dólares por acción (\$68.845 dólares por acción tras deducir los descuentos de colocación), en virtud de contratos de venta a futuro con una afiliada de Morgan Stanley & Co. LLC y una afiliada de Citigroup Global Markets Inc. (los compradores a futuro de noviembre de 2023). Las acciones ofrecidas en virtud de los contratos de venta a futuro fueron tomadas en préstamo por los suscriptores y, por tanto, no son acciones de nueva emisión. Los suscriptores de la oferta ejercieron parcialmente la opción que les concedimos y nos compraron directamente 2,099,152 acciones comunes adicionales únicamente para cubrir las sobreasignaciones. Después de la oferta, incluida la emisión de acciones de conformidad con el ejercicio de la opción de sobreasignación, el total de acciones comunes vendidas en la oferta ascendió a 19,242,010. Obtuvimos recursos netos

de \$144 millones de dólares (neto de \$3 millones de descuentos de colocación y costos de emisión de capital) por la venta de acciones para cubrir las sobreasignaciones. En un principio, no recibimos recursos por la venta de nuestras acciones comunes en virtud de los contratos de venta a futuro. Hemos utilizado los recursos netos de la venta de las acciones de sobreasignación, y esperamos utilizar los recursos netos de la venta de acciones comunes en virtud de los contratos de venta a futuro, para financiar capital de trabajo y otros fines corporativos generales, incluida la financiación parcial de nuestro plan de capital a largo plazo y el reembolso de papel comercial y potencialmente otros endeudamientos.

Al 27 de febrero de 2024, un total de 17,142,858 acciones comunes de Sempra de nuestra oferta de noviembre de 2023 sigue sujeto a liquidación futura conforme a estos contratos de venta a futuro, que pueden liquidarse en una o más fechas especificadas por nosotros que ocurran a más tardar el 31 de diciembre de 2024, que es la fecha de liquidación final conforme a los contratos. Aunque esperamos liquidar los contratos de venta a futuro en su totalidad mediante la entrega física de acciones comunes a cambio de ingresos en efectivo, podemos, en determinadas condiciones, optar por la liquidación en efectivo o la liquidación neta de acciones para todas o parte de nuestras obligaciones en virtud de los contratos de venta a futuro. Los contratos de venta a futuro también están sujetos a aceleración por parte de los compradores a futuro en caso de que se produzcan determinados acontecimientos.

RECOMPRA DE ACCIONES COMUNES

El 6 de julio de 2020, nuestro consejo de administración autorizó la recompra de nuestras acciones comunes en cualquier momento y de tiempo en tiempo por un importe total que no supere el menor de entre \$2 mil millones de dólares o las cantidades gastadas para comprar no más de 25,000,000. El consejo de administración no ajustó el número total de 25,000,000 de acciones que podían recomprarse ni el número de acciones restantes autorizadas a recomprarse en virtud de esta autorización de recompra en relación con la división de dos por una de las acciones ordinarias de Sempra en forma de dividendo en acciones al 100% efectuado en agosto de 2023.

El día 17 de noviembre de 2021, ejecutamos una serie de recompras en el mercado abierto por las cuales pagamos \$300 millones de dólares con la finalidad de volver a adquirir nuestras acciones comunes. La recompra fue completada el 7 de diciembre de 2021 con un ajuste acumulado de 4,845,516 acciones comunes de Sempra recompradas a un promedio ponderado de \$61.92 dólares por acción, excluyendo comisiones.

El 11 de enero de 2022, ingresamos a un programa ASR en virtud del cual pagamos por anticipado \$200 millones de dólares con la finalidad de recomprar acciones comunes nuestras en una transacción a plazo. Un total de 2,945,512 acciones fueron compradas bajo este programa a un precio promedio de \$67.90 dólares por acción. El número total de acciones compradas se determinó dividiendo el precio de compra de \$200 millones de dólares por la media aritmética de los precios de negociación promedio ponderados por volumen de las acciones comunes durante el periodo de valuación del 12 de enero de 2022 al 11 de febrero de 2022, menos un descuento fijo. El programa ASR concluyó el 11 de febrero de 2022.

El 6 de abril de 2022, ingresamos a un programa ASR en virtud del cual pagamos por anticipado \$250 millones de dólares con la finalidad de recomprar acciones comunes nuestras en una transacción a plazo. Un total de 2,943,914 acciones fueron compradas bajo este programa a un precio promedio de \$84.92 dólares por acción. El número total de acciones compradas se determinó dividiendo el precio de compra de \$250 millones de dólares por la media aritmética de los precios de negociación promedio ponderados por volumen de las acciones comunes durante el periodo de valuación del 7 de abril de 2022 al 25 de abril de 2022, menos un descuento fijo. El programa ASR concluyó el 25 de abril de 2022.

Al 27 de febrero de 2024, todavía se puede comprar un máximo de \$1.25 mil millones de dólares y no más de 19,632,529 acciones en virtud del programa de recompra del 6 de julio de 2020.

En 2023, 2022 y 2021, retuvimos 412,594 acciones por \$32 millones de dólares, 406,512 acciones por \$28 millones de dólares y 624,102 acciones por \$39 millones de dólares, respectivamente, de nuestras acciones comunes que, de otro modo, se emitirían a los participantes en el LTIP que no elijan otra cosa tras la adquisición de RSU y el ejercicio de opciones sobre acciones, en una cantidad suficiente para satisfacer los requerimientos mínimos de retención de impuestos. Dicha retención se considera una recompra de acciones para efectos contables. Estas recompras no entran en el ámbito de la autorización de recompra del 6 de julio de 2020.

PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS

Las participaciones en la propiedad de una entidad consolidada que son propiedad de propietarios no consolidados son contabilizados y reportados como NCI.

La siguiente tabla resume los recursos netos atribuibles a Sempra y las transferencias (a) desde NCI, que muestran los efectos de los cambios en la participación de Sempra en sus filiales sobre el capital contable de Sempra.

UTILIDAD NETA ATRIBUIBLE A SEMPRA Y LAS TRANSFERENCIAS (A) DESDE NCI

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra:			
Utilidad neta atribuible a Sempra	\$ 3,075	\$ 2,139	\$ 1,318
Transferencias (a) desde NCI:			
Aumento en el capital contable para adquisiciones de NCI	—	—	1,415
(Disminución) aumento en el capital contable para ventas de NCI	(49)	710	1,429
Transferencias netas (a) desde NCI	(49)	710	2,844
Cambio de la utilidad neta atribuible a Sempra y las transferencias (a) desde NCI	\$ 3,026	\$ 2,849	\$ 4,162

SI Partners

Venta de NCI a ADIA. En junio de 2022, Sempra y ADIA consumaron la transacción contemplada bajo el contrato de compraventa de fecha 21 de diciembre de 2021 (el Contrato de Compraventa ADIA). Conforme al Contrato de Compraventa ADIA, ADIA adquirió Unidades Clase A representativas del 10% de una NCI en SI Partners por un precio de compra de \$1.7 mil millones de dólares, incluyendo ajustes posteriores al cierre. Como resultado de la venta a ADIA, registramos un aumento de \$709 millones de dólares de capital mantenido por NCI y un aumento en el capital contable de Sempra de \$710 millones de dólares, neto de \$12 millones de dólares de costos de transacción y \$300 millones de dólares de gastos por impuestos. Los costos de la transacción incluyen \$10 millones de dólares pagados a ADIA por reembolso de ciertos gastos en los que ADIA incurrió en relación con el cierre de la transacción.

Venta de NCI a KKR Pinnacle. En octubre de 2021, Sempra y KKR Pinnacle consumaron la transacción contemplada bajo el contrato de compraventa y aportación de fecha 4 de abril de 2021 (según fue modificado previo al cierre, el Contrato de Compraventa KKR Pinnacle). Conforme al Contrato de Compraventa KKR Pinnacle, KKR Pinnacle adquirió nuevas Unidades Clase A designadas que representan un NCI de 20% en SI Partners por un precio de compra de \$3.4 mil millones de dólares, incluyendo ajustes posteriores al cierre. Como resultado de esta venta, registramos un aumento de \$1.3 mil millones de dólares en capital mantenido por NCI y un aumento en el capital de los accionistas de Sempra de \$1.4 mil millones de dólares, neto de \$173 millones de dólares en costos de transacción y \$490 millones de dólares de gastos por impuestos, incluyendo el efecto fiscal de la venta y cambios a un pasivo fiscal diferido relacionado a bases externas distintas en SI Partners. Los costos de transacción incluyen \$149 millones de dólares pagados a KKR Pinnacle por reembolso de ciertos gastos que KKR Pinnacle incurrió en relación con el cierre de la transacción.

Conforme al contrato de asociación limitada que rige nuestros respectivos derechos y obligaciones en KKR Pinnacle respecto de nuestra y su participación en SI Partners, KKR Pinnacle tuvo derecho a recibir un crédito por \$200 millones de dólares de Sempra para ser utilizado en llamadas de capital una vez que el proyecto LNG llegó a una decisión final de inversión positiva y cumplió con ciertas tasas internas de rendimiento proyectadas. En el año terminado el 31 de diciembre de 2023, KKR Pinnacle utilizó \$200 millones de dólares de su crédito para fondar su parte de aportaciones a SI Partners. Como resultado, registramos un aumento de \$200 millones de dólares en capital mantenido por NCI y una disminución en el capital contable de Sempra por \$145 millones de dólares, neto de beneficio fiscal.

Contrato de Asociación Limitada. KKR Pinnacle y ADIA (los Socios Minoritarios) y Sempra, son partes de un segundo convenio modificatorio y de reexpresión del contrato de asociación limitada de SI Partners (el Contrato SL), que rige sus respectivos derechos y obligaciones con respecto a su propiedad de SI Partners. En virtud del Contrato SL, los asuntos se deciden generalmente por mayoría de votos y los gerentes designados por Sempra y los Socios Minoritarios, cada uno, como grupo, tienen poder de voto equivalente al porcentaje de propiedad de su respectivo socio designado limitado. Sempra mantiene el control de SI Partners. Sin embargo, SI Partners y sus subsidiarias controladoras tienen prohibida la adopción de determinadas acciones limitadas sin la aprobación previa por escrito de los Socios Minoritarios (siempre que cada Socio Minoritario mantenga determinados umbrales de propiedad en SI Partners). Las protecciones de minorías mantenidas por ADIA constituyen un subconjunto de las protecciones de minorías concedidas a KKR Pinnacle.

El Contrato SL contiene ciertos recursos automáticos si Sempra, KKR Pinnacle o ADIA no financian cualquier cantidad que requiera financiarse bajo el Contrato LP. El Contrato LP también requiere que SI Partners distribuya a Sempra y a los Socios Minoritarios al menos el 85% del efectivo distribuable de SI Partners y sus subsidiarias trimestralmente, sujeto a ciertas

excepciones y reservas. Generalmente, las distribuciones de SI Partners son hechas a Sempra y a los Socios Minoritarios en forma proporcional, de acuerdo con su respectiva participación en SI Partners. Sin embargo, KKR Pinnacle tiene derecho a ciertas distribuciones prioritarias en caso de desviaciones materiales entre determinados flujos de efectivo proyectados y los flujos de efectivos reales. Además, los Socios Minoritarios tienen derecho a ciertas distribuciones prioritarias en caso de que un proyecto específico que tenga una decisión de inversión final positiva no haya proyectado tasas de rentabilidad internas por encima de un umbral especificado o en caso de que Sempra no haya realizado una decisión de inversión final positiva en cierta fecha en proyectos LNG específicos que se encuentren en desarrollo.

De conformidad con el Contrato SL, SI Partners tiene dos clases de unidades autorizadas, designadas como “Unidades Clase A” (que son unidades comunes con derecho a voto) y “Participaciones de Riesgo Individual”. Si los Socios Minoritarios aprueban nuestra solicitud de que un proyecto no se lleve a cabo conjuntamente, o si los Socios Minoritarios deciden no participar en algún proyecto propuesto respecto del cual no obstante nuestra intención de llevar a cabo una decisión final positiva de inversión, podremos continuar con dicho proyecto independientemente a través de un vehículo de inversión diferente, o como un “Proyecto de Riesgo Individual” dentro de SI Partners, y recibirá Participaciones de Riesgo Individual respecto al mismo. Los Proyectos de Riesgo Individual son separados de otros proyectos de SI Partners y se llevan a cabo a nuestra costa, gastos y responsabilidad y recibimos, mediante la adquisición de Participaciones de Riesgo Individual, cualesquier beneficios económicos y de otro tipo de dichos proyectos. Los Socios Minoritarios no tienen el derecho a ningún beneficio o derecho con respecto a ningún Proyecto de Riesgo Individual. El segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de Sonora actualmente constituye un Proyecto de Riesgo Individual.

Subsidiarias de SI Partners

Venta de NCI a KKR Denali. En septiembre de 2023, una subsidiaria indirecta de SI Partners concluyó la venta de una participación indirecta del 60% en una subsidiaria de SI Partners (resultando en un 42% de NCI en el proyecto PA LNG Fase 1) a KKR Denali por una contraprestación en efectivo total de \$976 millones de dólares, incluyendo ajustes posteriores al cierre. Como resultado de esta venta, registramos un aumento de \$1.0 mil millones de dólares en capital propiedad de NCI y una disminución en el capital contable de Sempra de \$61 millones de dólares, incluyendo \$11 millones de dólares en costos de transacción y neto de un beneficio fiscal de \$23 millones de dólares.

Al cierre de la venta de NCI a KKR Denali, el contrato de sociedad de responsabilidad limitada fue modificado y reexpresado para incluir a KKR Denali como miembro de dicha compañía y para establecer ciertas disposiciones de gobierno corporativo y otros acuerdos con respecto al financiamiento del proyecto de PA LNG Fase 1. Conforme al contrato de sociedad de responsabilidad limitada, (i) la subsidiaria indirecta de SI Partners (a) es el miembro administrador; (b) exclusivamente mantiene el derecho para realizar decisiones con respecto a ciertas ampliaciones, tales como el potencial proyecto PA LNG Fase 2; (c) tiene ciertos derechos a distribuciones preferenciales de ingresos específicos y la ampliación de pagos de actualización; y (d) a través de una sociedad controladora que es subsidiaria de Sempra, tiene una asignación desproporcionadamente superior de determinados compromisos de aportación de capital en determinadas situaciones de rebasamiento presupuestario, y (ii) KKR Denali tiene ciertos derechos de voto de protección de inversionista. La subsidiaria indirecta de SI Partners y KKR Denali también asumió compromisos de aportaciones de capital para financiar sus respectivas participaciones en el capital del monto de financiamiento de costos de capital de desarrollo anticipado del proyecto PA LNG Fase 1, excepto en los escenarios de rebasamiento presupuestario.

Venta de NCI a una Afiliada de ConocoPhillips. En marzo de 2023, una subsidiaria indirecta de SI Partners concluyó la venta de una participación indirecta del 30% en una subsidiaria de SI Partners (resultando en un 30% de NCI en el proyecto PA LNG Fase 1) a una afiliada de ConocoPhillips por una contraprestación en efectivo total por \$254 millones de dólares, sujeto a ajustes posteriores al cierre. Como resultado de esta venta, registramos un aumento de \$234 millones de dólares en el capital mantenido por NCI y un aumento en el capital contable de Sempra de \$12 millones de dólares, neto de \$3 millones de dólares en costos de transacción y \$5 millones de dólares en gastos fiscales.

Al cierre de la venta de una NCI a la afiliada de ConocoPhillips, el contrato de responsabilidad limitada fue modificado y reexpresado para incluir a la afiliada de ConocoPhillips como miembro de dicha compañía y para establecer ciertas disposiciones de gobierno corporativo y otros acuerdos con respecto al financiamiento del proyecto PA LNG Fase 1. Conforme al contrato de responsabilidad limitada, dicha compañía será generalmente administrada por un consejo de administración, constituido inicialmente por tres representantes designados por la subsidiaria indirecta de SI Partners y dos representantes designados por la afiliada de ConocoPhillips.

La subsidiaria indirecta de SI Partners y la afiliada de ConocoPhillips han asumido ciertos compromisos habituales de aportaciones de capital para financiar su parte proporcional del capital total previsto para la parte del capital de los costos de desarrollo anticipados del proyecto PA LNG Fase 1. Adicionalmente, tanto SI Partners como ConocoPhillips otorgaron garantías

relativas al compromiso de sus afiliadas respectivas para aportar su parte proporcional de capital para financiar el 110% del presupuesto de desarrollo del proyecto PA LNG Fase 1, por un monto agregado de hasta \$9.0 mil millones de dólares. La garantía de SI Partners cubre el 70% de este importe más los gastos de ejecución de su garantía.

Compras de NCI. En mayo de 2021 adquirimos 381,015,194 acciones públicas de IEnova a cambio de 24,613,554 de nuestras acciones comunes de recién emisión al cierre de la oferta de intercambio en EE.UU. y México, lo que aumentó nuestra participación en IEnova del 70.2% al 96.4%. Al cierre de la oferta de intercambio, las acciones comunes de Sempra quedaron listadas en la Bolsa Mexicana de Valores bajo la clave de pizarra SRE.MX. Adquirimos las acciones de IEnova a un factor de intercambio de 0.0646 de nuestras acciones comunes por cada acción ordinaria de IEnova. En relación con la oferta de intercambio, registramos una disminución de \$1.4 mil millones de dólares en capital mantenido por NCI y un aumento en el capital social de Sempra de \$1.4 mil millones de dólares, neto de \$12 millones de dólares en costos de transacción.

En septiembre de 2021, adquirimos 51,014,545 acciones de IEnova que mantenía el público inversionista por 4.0 mil millones de pesos mexicanos (aproximadamente \$202 millones de dólares) en efectivo al cierre de nuestra oferta de adquisición efectuada en los EE.UU. y México en agosto de 2021, lo que aumentó nuestra participación en IEnova de 96.4% a 99.9%. Adquirimos estas acciones de IEnova a un precio de 78.97 pesos mexicanos por acción (aproximadamente \$3.95 dólares por acción). En relación con la oferta de adquisición en efectivo, registramos una disminución de \$188 millones de dólares en capital mantenido por NCI y una disminución en el capital social de Sempra de \$17 millones de dólares, incluyendo \$4 millones de dólares en costos de transacción.

Como resultado del aumento de nuestra participación en IEnova, registramos un aumento en el capital social de Sempra de \$72 millones de dólares compensado por un activo por impuesto diferido relacionado con la diferencia de base externa en las acciones de IEnova. Al concluir la venta de un NCI del 20% en SI Partners a KKR Pinnacle en octubre de 2021, que describimos antes, registramos \$72 millones de dólares en gastos netos por impuesto relacionados con el uso de este activo por impuesto diferido.

Después de la oferta de intercambio y la oferta de adquisición en efectivo, las acciones de IEnova fueron deslistadas de la Bolsa Mexicana de Valores a partir del 15 de octubre de 2021. En relación con el desliste, mantenemos un fideicomiso con el propósito de comprar las 1,212,981 acciones restantes de IEnova que permanecían en propiedad del público a la fecha de terminación de la oferta de adquisición en efectivo por \$78.97 pesos mexicanos por acción, el mismo precio por acción que se ofreció en nuestra oferta de adquisición en efectivo. El fideicomiso permanecerá vigente hasta la fecha en que adquiramos todas las acciones restantes de IEnova de propiedad pública, sujeto a nuestra posibilidad de terminarlo anticipadamente y sujeto a cualquier plazo máximo aplicable conforme a la legislación mexicana. Al 20 de febrero de 2024, un total de 894,092 de las acciones de IEnova que permanecían en propiedad del público han sido adquiridas por dicho fideicomiso.

En julio de 2021, Sempra Infrastructure adquirió la participación restante de 17.5% mantenida por NCI en ICM Ventures Holdings B.V. por \$7 millones de dólares.

UTILIDAD POR ACCIÓN COMÚN

La EPS básica se calcula dividiendo las utilidades atribuibles a las acciones comunes por el promedio ponderado de acciones comunes en circulación durante el período. La EPS diluida incluye la posible dilución de las acciones comunes equivalentes que podría producirse si se ejercieran o convirtieran en acciones comunes los valores u otros contratos para la emisión de acciones comunes.

CÁLCULOS DE UTILIDADES POR ACCIÓN COMÚN

(En millones de dólares, excepto montos por acciones; acciones en miles)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempre:			
Numerador:			
Utilidades atribuibles a acciones comunes	\$ 3,030	\$ 2,094	\$ 1,254
Denominador:			
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación para la EPS básica ⁽¹⁾	630,296	630,318	623,510
Efecto por dilución de las opciones de compra de acciones y RSUs ⁽²⁾	2,341	2,439	1,506
Efecto por dilución de las acciones comunes vendidas a futuro	96	—	—
Efecto por dilución de las acciones preferentes de conversión obligatoria	—	—	1,057
Promedio ponderado de acciones comunes en circulación para la EPS diluida	632,733	632,757	626,073
EPS:			
Básica	\$ 4.81	\$ 3.32	\$ 2.01
Diluida	\$ 4.79	\$ 3.31	\$ 2.01

⁽¹⁾ Incluye RSUs totalmente devengadas que se mantienen en nuestro Plan de Compensación Diferida de 717 en 2023, 805 en 2022 y 907 en 2021. Estas RSUs totalmente devengadas se incluyen en el promedio ponderado de acciones comunes en circulación para la EPS básica, dado que no hay condiciones bajo las cuales dichas acciones no serían emitidas.

⁽²⁾ Debido a las fluctuaciones de mercado tanto de las acciones comunes de Sempra como de los índices comparables utilizados para determinar el porcentaje a devengar de nuestros RSUs basadas en el retorno total a los accionistas, que describimos en la Nota 10, las RSUs diluidas pueden variar significativamente de período a período.

El impacto dilutivo potencial de las opciones de acciones y las RSU se calcula con el método de acciones de tesorería. Conforme a este método, se asume 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 anti dilutivo. El cálculo de la EPS diluida por 2023, 2022 y 2021 excluye acciones potencialmente dilutivas y RSUs de 502,942, 173,064 y 422,310, respectivamente, porque incluirlas sería anti dilutivo para el período. Sin embargo, estas acciones podrían diluir potencialmente la EPS básica en el futuro.

El impacto dilutivo potencial de la venta a futuro de nuestras acciones comunes de conformidad con los contratos de venta a futuro que comentamos anteriormente se refleja en nuestro cálculo de la EPS diluida utilizando el método de acciones en tesorería. Prevemos que habrá un efecto dilutivo sobre nuestro EPS cuando el precio promedio de mercado de nuestras acciones comunes sea superior al precio de venta a futuro ajustado aplicable, sujeto a aumento o disminución en función del tipo de financiación bancaria a un día, menos un diferencial, y sujeto a disminución por importes relacionados con los dividendos previstos sobre acciones comunes durante la vigencia de los contratos de venta a futuro. Además, si decidimos liquidar físicamente o liquidar en acciones netas los contratos de venta a futuro, la entrega de nuestras acciones a los compradores a futuro en dicha liquidación física o liquidación en acciones netas de los contratos de venta a futuro daría lugar a una dilución de nuestro EPS.

En 2021, el impacto potencialmente dilutivo de las acciones preferentes de conversión obligatoria se calculó según el método de “si se convirtieran” hasta la fecha de conversión obligatoria. Después de la fecha de conversión obligatoria, las acciones convertidas se incluyen en el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación para la EPS básica. Según describimos en la Nota 13, convertimos nuestras acciones preferentes de la serie A en acciones comunes el 15 de enero de 2021 y nuestras acciones preferentes de la serie B el 15 de julio de 2021. El cómputo de EPS diluida para el año terminado el 31 de diciembre de 2021 excluye acciones potencialmente dilutivas relacionadas con nuestras acciones preferentes obligatoriamente convertibles de 4,544,234, ya que incluirlas sería anti dilutivo el período.

NOTA 15. ESTACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA NUCLEAR DE SAN ONOFRE

SDG&E tiene el 20% de los intereses accionarios en SONGS, una central nuclear cerca de San Clemente, California, la cual suspendió de manera permanente sus operaciones en junio de 2013 tras una prolongada interrupción por problemas con los generadores de vapor utilizados en la instalación. Edison, el propietario mayoritario y administrador de SONGS, notificó a SDG&E que había tomado la decisión de retirar permanentemente SONGS y solicitar la aprobación de la NRC para iniciar las actividades de desmantelamiento de toda la instalación. 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 poseedores en común de la propiedad. Cada propietario es responsable de su parte de los costos. La participación de SDG&E en los gastos de operación se incluye en los estados de resultados consolidados de Sempra y SDG&E.

DESMANTELAMIENTO Y FINANCIAMIENTO DE LA CENTRAL NUCLEAR

A raíz de la decisión de Edison de retirar de forma permanente las Unidades 2 y 3 de SONGS, Edison inició la fase de desmantelamiento de la central. En el 2020 se iniciaron importantes trabajos de desmantelamiento. Estimamos que la mayoría de los trabajos de desmantelamiento concluirán alrededor de 2030. El desmantelamiento de la Unidad 1, el cual cesó sus operaciones en 1992, en gran medida está 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 en el sitio hasta que el DOE encuentre una instalación de almacenamiento de combustible irradiado y ponga en marcha un programa para la eliminación del combustible, como se describe 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 mantenidos en los NDT para financiar su parte de los costos de desmantelamiento de las Unidades 1, 2 y 3 de SONGS. Los montos recaudados en tarifas para el desmantelamiento de SONGS se invierten en los NDT, los cuales están integrados por fondos fiduciarios administrados externamente. Los montos depositados en los NDT se invierten de conformidad con la regulación de la CPUC. SDG&E clasifica los títulos de deuda y de capital en depósito en los NDT como disponibles para su venta. Los activos en los NDT se presentan en los Balances Generales Consolidados de Sempra 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 de los NDT, se requiere la aprobación de la CPUC para que SDG&E acceda a los activos de los NDT para financiar los costos de desmantelamiento de SONGS para las Unidades 2 y 3. En diciembre de 2023, la CPUC otorgó a SDG&E para acceder a los fondos de los NDT hasta por \$79 millones de dólares para los costos previstos para 2024.

En septiembre de 2020, el IRS y el Departamento de Tesoro de los Estados Unidos publicaron regulaciones finales que clarifican el concepto de "costo de desmantelamiento nuclear", los cuales son costos que podrían ser pagados o reembolsados de un fondo fiduciario cualificado. Las regulaciones finales adoptaron la mayoría de las provisiones de las regulaciones propuestas emitidas en diciembre de 2016. Las regulaciones finales aplican a los ejercicios fiscales que finalicen a partir del 4 de septiembre de 2020 y confirman que el concepto de "costo de desmantelamiento nuclear" incluye los importes relacionados con el almacenamiento del combustible nuclear gastado en las ISFSI, tanto dentro como fuera de ellas.

Las regulaciones finales también aclaran que los costos incurridos por las ISFSIs que pueden ser o se espera que sean reembolsados por el DOE pueden ser pagados o reembolsados de un fondo fiduciario cualificado. En consecuencia, las regulaciones finales permiten a SDG&E la opción de acceder a los fondos fiduciarios cualificados para recuperar los costos de almacenamiento de combustible gastado antes de que Edison llegue a un acuerdo final con el DOE en relación con el reembolso de los costos. Históricamente, los reembolsos del DOE de los costos de almacenamiento del combustible gastado no han dado lugar a una recuperación oportuna o completa de costos. Más adelante se analiza la responsabilidad del DOE sobre el combustible nuclear gastado.

Fideicomisos de Desmantelamiento Nuclear

La siguiente tabla muestra los valores razonables y las ganancias y pérdidas brutas no realizadas para los valores mantenidos en los NDT, en los Balances Generales Consolidados de Sempra y SDG&E. En la Nota 12 incluimos información adicional sobre el valor razonable para los NDT.

FIDEICOMISOS DE DESMANTELAMIENTO NUCLEAR

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de 2023			
	Costo	Ganancias brutas no realizadas	Pérdidas brutas no realizadas	Valor razonable estimado
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 21	\$ —	\$ —	\$ 21
Valores de capital	89	225	(2)	312
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU. ⁽¹⁾	50	2	(1)	51
Bonos municipales ⁽²⁾	280	3	(8)	275
Otros valores ⁽³⁾	228	3	(11)	220
Total de valores de deuda	558	8	(20)	546
Cuentas por cobrar (pagar), neto	(7)	—	—	(7)
Total	\$ 661	\$ 233	\$ (22)	\$ 872

31 de diciembre de 2022

	31 de diciembre de 2022			
	Costo	Ganancias brutas no realizadas	Pérdidas brutas no realizadas	Valor razonable estimado
Inversiones a corto plazo, principalmente equivalentes de efectivo	\$ 11	\$ —	\$ —	\$ 11
Valores de capital	111	194	(8)	297
Valores de deuda:				
Valores de deuda emitidos por el Tesoro y otras corporaciones y agencias gubernamentales de los EE.UU.	40	1	(1)	40
Bonos municipales	283	1	(14)	270
Otros valores	248	—	(21)	227
Total de valores de deuda	571	2	(36)	537
Cuentas por cobrar (pagar), neto	(4)	—	—	(4)
Total	\$ 689	\$ 196	\$ (44)	\$ 841

⁽¹⁾ Las fechas de vencimiento son 2025-2054.

⁽²⁾ Las fechas de vencimiento son 2024-2062.

⁽³⁾ Las fechas de vencimiento son 2024-2072.

La siguiente tabla muestra el producto de las ventas de valores en los NDT, así como las ganancias y pérdidas brutas realizadas sobre esas ventas.

VENTA DE VALORES EN LOS FIDEICOMISOS DE DESMANTELAMIENTO NUCLEAR

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Producto de las ventas	\$ 592	\$ 639	\$ 961
Ganancias brutas realizadas	27	18	67
Pérdidas brutas realizadas	(14)	(20)	(5)

Las ganancias y pérdidas netas no realizadas, así como las ganancias y pérdidas realizadas que se reinvierten en los NDT se incluyen en Pasivos Reglamentarios no circulantes en los Balances Generales Consolidados de Sempra y SDG&E. Determinamos el costo de los valores en los fideicomisos a partir de la identificación específica.

OBLIGACIÓN DE RETIRO DE ACTIVOS

El valor presente de las ARO de SDG&E relacionadas con los costos de desmantelamiento de las tres unidades de SONGS fue de \$504 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023 y está basado en un estudio de costos elaborado en 2020, que está pendiente de la aprobación de la CPUC. SDG&E espera recibir una propuesta de decisión en el primer semestre de 2024. 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. Esperamos que los pagos de desmantelamiento de SONGS no descontados sean de \$109 millones de dólares en 2024, \$46 millones de dólares en 2025, \$52 millones de dólares en 2026, \$32 millones de dólares en 2027, \$23 millones de dólares en 2028 y \$663 millones de dólares en adelante.

ELIMINACIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR DEL DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE EE.UU.

El combustible nuclear irradiado de SONGS se almacena actualmente en una ISFSI autorizada por la NRC. La ISFSI funcionará hasta 2051, cuando se supone que el DOE habrá asumido la custodia de todo el combustible irradiado de SONGS. En ese momento, la ISFSI será desmantelada y el sitio será restaurado a su estado original. Hasta entonces, los propietarios de SONGS son responsables del almacenamiento provisional del combustible nuclear irradiado en SONGS.

La Ley de Política de Residuos Nucleares de 1982 responsabilizó al DOE de aceptar, transportar y eliminar el combustible nuclear irradiado. Sin embargo, no se sabe cuándo empezará el DOE a aceptar el combustible nuclear irradiado de SONGS. Este retraso provocará un aumento de los costos de almacenamiento del combustible irradiado. En noviembre de 2019, Edison presentó una reclamación por los costos de manejo de combustible irradiado en el Tribunal de Reclamaciones Federales de los Estados Unidos para el período de tiempo comprendido entre enero de 2017 y julio de 2018, que está pendiente de la aprobación del DOE. No está claro cuándo Edison hará valer en los litigios las reclamaciones por los costos de gestión del combustible irradiado incurridos a partir del 1 de agosto de 2018. SDG&E seguirá apoyando a Edison en sus demandas en nombre de los copropietarios de SONGS contra el DOE por no haber aceptado a tiempo el combustible nuclear irradiado.

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 otorga límites de cobertura de \$450 millones de dólares, el monto máximo disponible, incluyendo cobertura por actos de terrorismo. Además, la Ley Price-Anderson otorga una cobertura adicional de \$110 millones de dólares. Si se produce una pérdida por responsabilidad nuclear en SONGS y supera el límite del 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 por \$130 millones de dólares, lo que supera el requisito mínimo federal de \$50 millones de dólares. Esta cobertura de seguro se brinda a través del NEIL. Las pólizas del NEIL tienen exclusiones y limitaciones específicas que pueden resultar en una reducción de la cobertura. Los miembros asegurados como grupo están sujetos a evaluaciones retrospectivas de primas para cubrir las pérdidas sufridas por NEIL conforme a todas las pólizas emitidas. SDG&E podría estar sujeto a hasta \$2 millones de dólares de primas retrospectivas con base 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 Riesgo de Terrorismo) por \$3.24 mil millones de dólares. Esta es la cantidad máxima que será pagará a los asegurados que sufran pérdidas o daños por estos actos terroristas no certificados.

NOTA 16. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

PROCEDIMIENTOS LEGALES

Registramos pérdidas para un procedimiento legal cuando es probable que se haya incurrido en una pérdida y el monto de la pérdida pueda ser razonablemente estimado. Sin embargo, las incertidumbres inherentes a los procedimientos legales hacen difícil estimar razonablemente los costos y efectos de la resolución de estos asuntos. Consecuentemente, los costos reales incurridos podrían diferir sustancialmente de los montos registrados, podrían exceder, y en algunos casos han excedido, la cobertura de seguros aplicable y podrían afectar adversa y sustancialmente a nuestro negocio, resultado de operaciones, situación financiera,

flujos de efectivo y/o proyecciones. A menos que se indique de otro modo, no es posible que razonablemente estimemos las posibles pérdidas o un rango de pérdidas en exceso de cualesquiera montos registrados.

Al 31 de diciembre de 2023, los registros de contingencias por pérdidas para asuntos legales que son probables y estimables, fueron por \$55 millones de dólares para Sempra, incluyendo \$30 millones de dólares para SoCalGas. Discutimos nuestra política relacionada con el registro de honorarios legales en la Nota 1.

SDG&E

Contratos de Franquicia de la Ciudad de San Diego

En 2021, dos demandas fueron presentadas ante la Suprema Corte de California impugnando varios aspectos de los contratos de franquicia de gas natural y electricidad otorgados por la Ciudad de San Diego a SDG&E. Ambas demandas pretendían anular los contratos de franquicia en última instancia. En uno de los casos, se dictó sentencia a favor de SDG&E y la Ciudad de San Diego, y el demandante en ese caso ha apelado. En el segundo caso, el tribunal resolvió a favor de SDG&E y la Ciudad de San Diego, manteniendo todos los términos de los contratos de franquicia, excepto el requisito de los dos tercios de los votos del Consejo Municipal para la rescisión si la Ciudad decide terminarlos en determinadas circunstancias. Según la sentencia del tribunal, la ciudad puede rescindir el contrato por mayoría de votos, siempre que cumpla las disposiciones de reembolso de los contratos de franquicia. Este asunto está sujeto a una moción de reconsideración.

SoCalGas

Fuga de Gas en la Instalación 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 instalación de almacenamiento de gas natural Aliso Canyon en el condado de Los Ángeles.

Litigios. En septiembre de 2021, SoCalGas y Sempra celebraron un convenio con asesores para resolver aproximadamente 390 demandas, incluyendo aproximadamente 36,000 demandantes (los Demandantes Individuales), entonces pendientes contra SoCalGas y Sempra relacionadas con la Fuga por un pago de hasta \$1.8 mil millones de dólares. Más del 99% de los Demandantes Individuales participaron y presentaron liberaciones válidas, y SoCalGas había pagado \$1.79 mil millones de dólares en 2022 en virtud del convenio. Los Demandantes Individuales que no han llegado a un acuerdo, y que no participaron en la transacción (los Demandantes Individuales que no llegaron a un Acuerdo), pueden continuar con la persecución de sus demandas. En octubre de 2023, el Tribunal Superior de LA ordenó que los casos de 233 Demandantes Individuales Restantes que no llegaron a un Acuerdo que respondieron a solicitudes de descubrimiento fueran desechados; al 20 de febrero de 2024, quedan aproximadamente 100 Demandantes Individuales que no llegaron a un Acuerdo. Además, a 20 de febrero de 2024, se han presentado nuevas demandas relacionadas con la Fuga en nombre de aproximadamente 413 nuevos demandantes contra SoCalGas y Sempra desde el convenio de septiembre de 2021.

Los casos de los Demandantes Individuales Restantes que no llegaron a un Acuerdo y los casos de los nuevos demandantes se coordinaron ante un solo tribunal en el Tribunal Superior de LA para la gestión previa al juicio bajo una demanda principal consolidada presentada en noviembre de 2017, con el caso de un demandante en proceso bajo una demanda por separado. Tanto la demanda principal consolidada y la demanda por separado argumentan negligencia, negligencia per se, responsabilidad objetiva, imposición intencional y negligente de angustia emocional y ocultamiento doloso. La demanda principal consolidada alega como bases de la acción adicionales, molestias privadas y públicas (continuas y permanentes), invasión de propiedad, condena inversa, pérdida de cónyuge y muerte injusta contra SoCalGas y Sempra. La demanda por separado alega una causa de acción adicional por asalto y agresiones. Ambas demandas piden daños compensatorios y punitivos por lesiones personales, salarios perdidos y/o lucro cesante, costos de monitoreo médico futuros y honorarios de abogados. La demanda principal consolidada también busca daños a la propiedad y disminución en el valor de la propiedad, medidas cautelares e indemnizaciones civiles.

Litigios – Resueltos. Se presentaron cuatro demandas derivadas de accionistas alegando incumplimiento de deberes fiduciarios contra ciertos funcionarios y algunos consejeros de Sempra y/o SoCalGas. Tres de las cuatro demandas derivadas de accionistas se consolidaron en una Denuncia Modificada Derivada de Accionista Consolidada, presentada en un procedimiento coordinado en el Tribunal Superior de LA, que fue desechada en forma definitiva en enero de 2021 y en junio de 2023, el Tribunal de Apelaciones del Segundo Distrito de Apelación División Cinco del Estado de California confirmó el desechamiento. El Tribunal Superior de LA desechó las cuatro demandas restantes en forma definitiva en noviembre de 2022. Los demandantes apelaron este

desechamiento, pero en octubre de 2023 abandonaron esta apelación, como resultado, el desechamiento es definitivo. Todas las acciones derivadas de accionistas han sido resueltas definitivamente.

Procedimiento Reglamentario. En febrero de 2017, la CPUC abrió el procedimiento SB 380 OII para determinar la viabilidad de minimizar o eliminar el uso de la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, manteniendo la suficiencia energética y eléctrica de la región, pero excluyendo temas relativos a la calidad del aire, la salud pública, la causalidad, la culpabilidad o la responsabilidad por los costos de la Fuga. La primera fase del procedimiento estableció un marco para los supuestos de modelo económico y costos de producción hidráulica para la posible reducción del uso o eliminación de la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, así como una evaluación en el impacto de reducir o eliminar la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon utilizando la estructura y los modelos establecidos. La siguiente fase del procedimiento incluía la contratación de un consultor que analizara los medios alternativos para satisfacer o evitar la demanda de los servicios de la terminal si ésta fuera eliminada en el plazo de 2027 o 2035, que está actualmente en curso, y para atender la potencial implementación de alternativas a la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon si la CPUC determina que la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon debe ser cerrada de forma permanente. La CPUC también añadió a todos los IOUs de California como partes del procedimiento y promovió que todas las distribuidoras de carga del Área de Los Ángeles se sumen al procedimiento.

En noviembre de 2021, la CPUC emitió una decisión de rango provisional de niveles de inventarios de gas en la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon, estableciendo un rango provisional de niveles de inventarios de gas de hasta 41.16 Bcf. En agosto de 2023, la CPUC emitió una decisión aprobando un nuevo rango provisional de niveles de inventarios de gas de hasta 68.6 Bcf. La CPUC puede emitir cambios futuros a este rango provisional de niveles autorizados de inventario de gas antes de emitir una decisión final de inventario dentro del procedimiento SB 380 OII.

Al 31 de diciembre de 2023, la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon tenía un valor contable neto de \$1.0 mil millones de dólares. Si la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon se cerrara permanentemente, o si los flujos de efectivo futuros de su operación fueran insuficientes para recuperar su valor de transmisión, podríamos registrar un deterioro de la instalación, que podría ser material, y la suficiencia del gas natural y la generación eléctrica podrían verse en peligro.

Procedimiento Reglamentario – Resuelto. En junio de 2019, la CPUC abrió una OII (la OII de la Fuga) para investigar y considerar, entre otras cosas, si SoCalGas debe ser sancionado por la Fuga y qué indemnización por daños, multas u otras penas, deben ser impuestas por cualquier violación, prácticas no razonables o imprudentes o por la falta de suficiente cooperación con SED, así como para determinar el monto de diversos costos incurridos por SoCalGas y otras partes en relación con la Fuga y el tratamiento u otra disposición de tales costos. En octubre de 2022, SoCalGas celebró un convenio de transacción con SED y la Oficina de Defensores Públicos de la CPUC para resolver todos los aspectos de la OII de la Fuga. El convenio de transacción prevé sanciones económicas, determinados gastos que SoCalGas reembolsará, la infracción del artículo 451 del Código de Empresas de Servicios Públicos de California, y que SoCalGas no tratará de recuperar de los contribuyentes por costos incurridos previamente, entre otras disposiciones. En septiembre de 2023, la CPUC emitió una decisión final autorizando el convenio de transacción.

Contabilidad y Otros Impactos. SoCalGas registró cargos totales de \$259 millones de dólares (\$199 millones de dólares después de impuestos) y \$1.59 mil millones de dólares (\$1.15 mil millones de dólares después de impuestos), en los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente, en el Litigio de Aliso Canyon y Asuntos Reglamentarios en los Estados Consolidados de Resultados de SoCalGas y de Sempra relacionados a el litigio y procedimientos reglamentarios relacionados con la Fuga.

Al 31 de diciembre de 2023, \$31 millones de dólares se han acumulado en Reservas para costos de Aliso Canyon, y \$2 millones de dólares se han acumulado en Créditos Diferidos y Otros en los Balances Generales Consolidados de SoCalGas y Sempra. Estas acumulaciones no incluyen cualquier cantidad en exceso a lo que se ha estimado razonablemente para resolver ciertos asuntos que describimos en “Litigios” anteriormente, ni ninguna cantidad que pueda ser necesaria para resolver amenazas de litigio, otros litigios potenciales y otros costos. No somos capaces de estimar razonablemente la posible pérdida o rango de posibles pérdidas en exceso de los montos devengados, que podrían ser significativos y podrían tener un efecto material adverso en los resultados de las operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o perspectivas de SoCalGas y de Sempra.

Otros Sempra

Energía Costa Azul

A continuación, describimos ciertas disputas inmobiliarias, y los desafíos de permisos que afectan a nuestra Terminal ECA Regasificación. Algunas de estas controversias inmobiliarias se refieren a terrenos en los que se espera que estén parte de las

instalaciones de licuefacción de ECA LNG en construcción y en desarrollo, o en las que se espera que se encuentren o partes de la Terminal ECA Regasificación que serían necesarias para el funcionamiento de dichas instalaciones para licuefacción de ECA LNG se encuentran. Una o más decisiones finales desfavorables sobre estas disputas o desafíos podrían afectar materialmente de forma negativa nuestras operaciones de regasificación de gas natural existentes y los proyectos propuestos de licuefacción de gas natural en las instalaciones de la Terminal ECA Regasificación y tener un efecto material adverso en el negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o perspectivas de Sempra.

Disputas Inmobiliarias. Sempra Infrastructure ha estado involucrada por largo tiempo en una disputa inmobiliaria con un demandante relativa a las propiedades adyacentes a su Terminal ECA Regasificación, que supuestamente se superponen con la propiedad donde está ubicada la Terminal ECA Regasificación (sin embargo, la terminal no está situada en el terreno objeto de esta controversia), como sigue:

- El demandante de la propiedad adyacente presentó denuncias ante el Tribunal Agrario Federal impugnando la negativa de la SEDATU en 2006 a emitir el título de propiedad en litigio. En noviembre de 2013, el Tribunal Federal Agrario ordenó que la SEDATU emitiera el título solicitado al demandante e hiciera que fuera registrado. Tanto la SEDATU como Sempra Infrastructure impugnaron el fallo debido a la falta de notificación del proceso subyacente. En mayo de 2019, un tribunal federal en México revocó la sentencia y ordenó un nuevo juicio, que está pendiente de resolución.
- En un procedimiento por separado, el demandante presentó demanda para reiniciar un procedimiento administrativo ante SEDATU para obtener el título de propiedad que, como se describió anteriormente, había sido emitido previamente por una decisión del Tribunal Agrario Federal y subsecuentemente revertido por un tribunal federal en México. En abril de 2021, el procedimiento en el Tribunal Agrario concluyó con el tribunal ordenando que se restablezca el procedimiento administrativo. El procedimiento administrativo en SEDATU puede continuar si la SEDATU decide reabrir el asunto.

Adicionalmente, el demandante presentó una reclamación ante el Tribunal Agrario Federal, que pretende anular el título de propiedad de una parte del terreno en el que se encuentra la Terminal ECA Regasificación, y obtener la posesión de una parcela diferente que supuestamente se superpone con el sitio de la Terminal ECA Regasificación. El procedimiento, que solicita una orden de que la SEDATU anule el título de propiedad en conflicto de la Terminal ECA Regasificación, fue iniciado en 2006 y, en julio de 2021, una resolución fue emitida en favor de la Terminal ECA Regasificación. El demandante apeló y, en febrero de 2022, el tribunal de apelación confirmó la decisión a favor de la Terminal ECA Regasificación y desestimó la apelación. El demandante presentó una apelación federal en contra de la decisión del tribunal de apelación. Está pendiente recibir una decisión del Tribunal Colegiado de Circuito Federal.

Permisos de Impacto Ambiental y Social. Varios recursos administrativos están pendientes ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales de México (la dependencia mexicana de protección ambiental) y los Tribunales Federales Fiscales y Administrativos, buscando la revocación de la manifestación de impacto ambiental emitida a la Terminal ECA Regasificación en 2003. En términos generales, estos casos alegan que las condiciones y las medidas de mitigación de la manifestación de impacto ambiental son inadecuadas, y cuestionan la conclusión de que las actividades de la terminal son compatibles con las directrices de desarrollo regional.

En 2018 y 2021, tres demandantes relacionados interpusieron impugnaciones por separado en el Tribunal Federal de Distrito de Ensenada, Baja California, buscando la revocación de los permisos de impacto ambiental y social emitidos por la ASEA y SENER a ECA LNG autorizando actividades de licuefacción de gas natural en la Terminal ECA Regasificación, como sigue:

- En el primer caso, el tribunal dictó una sentencia provisional en contra de los permisos en septiembre de 2018. En diciembre de 2018, la ASEA aprobó modificaciones al permiso ambiental que facilitan el desarrollo de la terminal de licuefacción de gas natural propuesta en dos fases. En mayo de 2019, el tribunal canceló la sentencia provisional. El demandante apeló la decisión del tribunal de cancelar la sentencia provisional, pero no tuvo éxito. La decisión del tribunal de primera instancia fue favorable para la Terminal ECA Regasificación, ya que el tribunal determinó que no se causó daño a los demandantes y deseche la demanda. Los demandantes apelaron y la decisión del tribunal de apelaciones está pendiente.
- En el segundo caso, se denegó la solicitud inicial de medidas cautelares en contra de los permisos. Esa decisión fue revocada en el recurso de apelación en enero de 2020, lo que dio lugar a la emisión de una nueva sentencia contra los permisos que habían emitido ASEA y SENER. Esta medida cautelar es de aplicación incierta a falta de aclaración por parte del tribunal. Los demandantes solicitaron al tribunal que dictaminara que la construcción de instalaciones de licuefacción de gas natural violaba la medida cautelar y, en febrero de 2022, el tribunal falló a favor de la Terminal ECA Regasificación, confirmando que las actividades de construcción para la licuefacción de gas natural no violaron la orden judicial. Los demandantes apelaron esta decisión, pero no fueron exitosos. La decisión del tribunal de primera instancia fue favorable para la Terminal ECA Regasificación, ya que el tribunal determinó que no se causó daño a los demandantes y deseche la demanda. Los demandantes apelaron y la decisión del tribunal de apelaciones está pendiente.
- En el tercer caso, un grupo de residentes presentó una demanda en junio de 2021 contra varias autoridades federales y estatales alegando deficiencias en el proceso de consulta pública para la emisión de permisos. La solicitud para una orden judicial inicial fue negada. Los demandantes apelaron esta decisión, pero no fueron exitosos. La decisión del tribunal de primera instancia fue

favorable para la Terminal ECA Regasificación, ya que el tribunal determinó que no se causó daño a los demandantes y desechó la demanda. Los demandantes apelaron y la decisión del tribunal de apelaciones está pendiente.

Port Arthur LNG

El proyecto PA LNG Fase 1 cuenta con dos permisos de la Ley de Aire Limpio, Prevención del Deterioro Significativo, emitidos por la TCEQ, y que denominamos como el “Permiso 2016” y el “Permiso 2022”. El Permiso 2022 también regula las emisiones del proyecto PA LNG Fase 2 propuesto.

En noviembre de 2023, un panel del Tribunal de Apelación de EE.UU. del Quinto Circuito emitió una decisión de anular y devolver el Permiso 2022 a la TCEQ para una explicación adicional de la decisión de la agencia sobre el permiso. En febrero de 2024, el tribunal retiró su opinión en espera de una determinación de la Suprema Corte de Justicia de Texas en cuanto a la norma adecuada que debe aplicarse por la TCEQ. El Permiso 2022 se mantiene vigente durante la revisión de la Suprema Corte. El Permiso 2016 no fue sujeto a la decisión del tribunal, y no se ve afectado por ella. La construcción del proyecto LNG Fase 1 se está llevando a cabo sin interrupciones bajo los permisos existentes, y actualmente no prevemos impactos materiales en el costo, plazos u operaciones comerciales esperadas en esta etapa del proyecto LNG Fase 1.

Litigios relacionados con Acciones Regulatorias y Otras del Gobierno Mexicano

Reformas a la Ley de la Industria Eléctrica de México. En marzo de 2021, el gobierno mexicano publicó un decreto con modificaciones a la Ley de la Industria Eléctrica de México que incluye ciertos cambios de política pública, incluyendo establecer prioridad en el despacho para las plantas de la CFE sobre las plantas propiedad de particulares. Además, el decreto pretende permitir a la CRE revocar los permisos de autoabastecimiento otorgados bajo la ley de electricidad anterior, los cuales fueron considerados como derechos adquiridos cuando la nueva Ley de la Industria Eléctrica fue decretada, si considera que se obtuvieron de manera indebida. Conforme a este decreto, estas modificaciones debían surtir efectos en marzo de 2021, y la SENER, la CRE y el Centro Nacional de Control de Energía tenían 180 días naturales para modificar, según fuera necesario, todas las resoluciones, políticas, criterios, manuales y otras regulaciones aplicables a la industria energética para ajustarse a este decreto. Se interpusieron numerosas acciones legales contra el decreto, lo que dio lugar a que los tribunales mexicanos emitieran una suspensión del decreto a finales de marzo de 2021, a la espera de la resolución de dichas acciones.

En abril de 2022, la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió una acción de inconstitucionalidad presentada por un grupo de senadores en contra de la Ley de la Industria Eléctrica reformada. No se alcanzó la súper mayoría necesaria para declarar inconstitucional la reforma, y por lo tanto, el procedimiento fue desechado, dejando en vigor la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica. Sin embargo, la Corte declaró inválidas algunas de las reformas, incluyendo la prioridad de despacho para la CFE y otras disposiciones que otorgaban preferencia a la CFE sobre las empresas privadas.

En enero de 2024, la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación de México resolvió definitivamente un amparo en un caso distinto promovido por un tercero y determinó que ciertas disposiciones de las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica son inconstitucionales, incluyendo la prioridad de despacho para la CFE y otras disposiciones que otorgaban preferencia a la CFE sobre las empresas privadas. La Corte también desechó un amparo relativo a la disposición del decreto aplicable a los permisos de autoabastecimiento otorgados bajo la anterior ley eléctrica, y estableció que su decisión aplicará de manera general sobre todos los participantes.

Sempre Infrastructure presentó tres demandas impugnando las reformas a la Ley de la Industria Eléctrica, incluyendo una concerniente a la disposición que permite la revocación de las autorizaciones de autoabastecimientos consideradas indebidamente obtenidas. En cada una de ellas, Sempre Infrastructure obtuvo una sentencia favorable en el tribunal de primera instancia, todas ellas impugnadas por la CRE. La sentencia final está pendiente de resolver por el Segundo Tribunal Colegiado. Dicho Tribunal deberá seguir los criterios establecidos por la Suprema Corte de Justicia de la Nación de México en enero de 2024, lo que obligaría a desechar la demanda que impugna la disposición que permite la revocación de los permisos de autoabastecimiento. En ese caso, la CRE podría verse obligada a solicitar la revocación de dichos permisos de autoabastecimiento, bajo un estándar legal que es ambiguo y no bien definido conforme a la ley. Sempre Infrastructure suministra energía en virtud de permisos de autoabastecimiento, y podría presentar amparos impugnando la constitucionalidad de cualquier medida de este tipo. Si dichos permisos de autoabastecimiento se revocan, podría resultar en un incremento en los gastos para Sempre Infrastructure y sus consumidores de energía, afectar adversamente nuestra capacidad para desarrollar nuevos proyectos, resultar en menores ingresos y flujos de efectivo, e impactar negativamente nuestra capacidad para recuperar los valores de nuestras inversiones en México, cualquiera de los cuales podría tener un efecto material adverso en el negocio, resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo y/o prospectos de Sempre.

Gasoducto de Sonora - Resuelto

Segmento Guaymas-El Oro. El gasoducto de Sonora de Sempra Infrastructure consta de dos segmentos, el segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas, y el segmento Guaymas-El Oro. Cada segmento tiene su propio acuerdo de servicio con la CFE. En 2015, la tribu Yaqui, con la excepción de algunos miembros que viven en la comunidad BÁCUM, otorgó su consentimiento y un convenio de servidumbre de paso para la construcción del segmento Guaymas-El Oro del gasoducto de gas natural de Sonora que atraviesa su territorio. Representantes de la comunidad BÁCUM interpusieron un recurso legal ante un tribunal federal mexicano reclamando el derecho a no otorgar su consentimiento para el proyecto, resultando en una orden de suspensión en 2016 que prohibía la construcción a través del territorio comunitario de BÁCUM. Debido a que Sempra Infrastructure no consideraba que la orden de suspensión de 2016 prohibiera la construcción en el resto del territorio Yaqui, se completó la construcción, y las operaciones comerciales comenzaron en mayo de 2017.

Tras el inicio de las operaciones comerciales, Sempra Infrastructure reportó daños al segmento Guaymas-El Oro en el territorio Yaqui, lo cual ha hecho inoperable esa sección desde agosto de 2017 y, como resultado, Sempra Infrastructure declaró un evento de fuerza mayor. En 2017, un tribunal de alzada dictaminó que el alcance de la suspensión de 2016 abarcaba el territorio más amplio del Yaqui, lo que ha impedido que Sempra Infrastructure haga reparaciones para volver a poner en servicio el gasoducto. En julio de 2019, un Juzgado de Distrito Federal falló a favor de Sempra Infrastructure y sostuvo que la tribu Yaqui fue consultada adecuadamente y que el consentimiento de la tribu Yaqui fue recibido adecuadamente. Representantes de la comunidad BÁCUM apelaron esta decisión, provocando que la orden de suspensión que impedía a Sempra Infrastructure reparar los daños al segmento Guaymas-El Oro permaneciera vigente hasta que se agotara el procedimiento de apelación. Ante una solicitud de la CFE para desestimar el recurso de apelación con base en el plan de desviar la parte del gasoducto que se encuentra en territorio Yaqui, en diciembre de 2022, el tribunal de apelación revocó la sentencia del juzgado de distrito federal y ordenó al juzgado de distrito emitir una nueva sentencia que tuviera en cuenta el desvío previsto del gasoducto. En febrero de 2023, el juzgado de distrito emitió una nueva sentencia y resolvió desechar el caso, la cual no fue apelada y, en marzo de 2023, el juzgado de distrito declaró que el caso concluyó definitivamente.

RBS Sempra Commodities – Resuelto

Sempra tiene una inversión basada en el método de participación en RBS Sempra Commodities, una sociedad de responsabilidad limitada en proceso de liquidación. En 2015, los liquidadores presentaron una demanda ante el Tribunal Superior de Justicia contra RBS (ahora NatWest Markets plc, nuestro socio en el JV) y Mercuria Energy Europe Trading Limited (los Demandados) a nombre de 10 empresas (las Sociedades en Liquidación) que se dedicaban a la negociación de créditos de carbono a través de cadenas que incluían a una empresa que comerciaba directamente con RBS Sempra Energy Europe, una subsidiaria de RBS Sempra Commodities. La demanda estableció que la participación de los Demandados en la compra y venta de créditos de carbono dio lugar a que las transacciones de negociación de créditos de carbono de las Empresas en Liquidación crearan un pasivo por IVA que no podían pagar, y que los Demandados estaban obligados a proporcionar una compensación equitativa debido a asistencia deshonestas y compensación en virtud de la Ley de Insolvencia del Reino Unido de 1986. El juicio sobre el asunto se celebró en 2018. En marzo de 2020, el Tribunal Superior de Justicia dictó sentencia principalmente a favor de las Sociedades en Liquidación e impuso daños por un valor de aproximadamente £45 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$57 millones de dólares de los EE.UU. al 31 de diciembre de 2023), más costos e intereses. En octubre de 2020, el Tribunal Superior de Justicia estimó los costos e intereses en aproximadamente £21 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$27 millones de dólares de los EE.UU. al 31 de diciembre de 2023) a esa fecha, con intereses que continúan devengándose. Los Demandados apelaron y en mayo de 2021, el Tribunal de Apelaciones anuló la decisión del Tribunal Superior de Justicia y ordenó un nuevo juicio. En julio de 2022, la Suprema Corte del Reino Unido negó la solicitud de las Sociedades en Liquidación para apelar la decisión del Tribunal de Apelación. En enero de 2024, las partes llegaron a un convenio de transacción sobre la demanda de las Empresas en Liquidación contra los Demandados; nuestra parte de dicho acuerdo es de aproximadamente £7.9 millones de libras esterlinas (aproximadamente \$10 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023).

Registramos \$100 millones de dólares en pérdidas patrimoniales por nuestra inversión en RBS Sempra Commodities en Ingresos de Capital en los Estados Consolidados de Resultados de Sempra en 2020, que representaron un estimado de nuestras obligaciones para liquidar asuntos de IVA pendientes y costos legales asociados. En 2021, redujimos este estimado en \$50 millones de dólares con base en un convenio de transacción relacionada con HMRC en el caso del Tribunal de Primera Instancia y en los supuestos revisados en el caso del Tribunal Superior de Justicia. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2023, redujimos esta estimación por un adicional de \$40 millones de dólares, basándonos en el convenio de transacción alcanzado con las Empresas en Liquidación en enero de 2024.

Reclamaciones de Asbestos contra las Subsidiarias de EFH

Ciertas subsidiarias de EFH que adquirimos como parte de la fusión de EFH con una subsidiaria indirecta de Sempra fueron demandadas en demandas por lesiones personales presentadas en tribunales estatales en todo Estados Unidos. Estos casos alegaron enfermedad o muerte como resultado de la exposición al asbesto en centrales eléctricas diseñadas y/o construidas por empresas cuyos activos fueron comprados por entidades predecesoras a las subsidiarias de EFH, y generalmente interponen demandas por defectos de producto, negligencia, responsabilidad objetiva y muerte por negligencia. Buscaban indemnización compensatoria y punitiva. Al 20 de febrero de 2024, no hay demandas pendientes. Además, se presentaron aproximadamente 28,000 evidencias de reclamación, pero no fueron desestimadas, en anticipación al término de diciembre de 2015 para presentar evidencias de reclamación en el procedimiento de quiebra de EFH, a nombre de personas que alegan la exposición al asbesto en circunstancias similares, y alegan el derecho a presentar dichas demandas en el futuro. Los costos para defender o resolver estas reclamaciones y la cantidad de daños que pueden ser incurridos podrían tener un efecto adverso y sustancial en los resultados de operación, la situación financiera, los flujos de efectivo y/o proyecciones de Sempra.

Litigios Ordinarios de Rutina

También somos demandados en litigios ordinarios de rutina accesorios a nuestros negocios, incluyendo lesiones personales, litigios laborales, responsabilidad por productos, daños a la propiedad y otras reclamaciones. Los jurados han demostrado una creciente disposición a otorgar grandes recompensas, incluyendo daños punitivos, en este tipo de casos.

ARRENDAMIENTOS

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 una contraprestación. Nosotros determinamos si un acuerdo es o contiene un arrendamiento al inicio del contrato.

Ciertos contratos de arrendamiento contienen elementos no sujetos a arrendamiento, los cuales representan operaciones que transmiten bienes o servicios distintos al arrendatario. Como arrendatarios tanto de arrendamientos operativos como financieros, hemos elegido combinar los componentes sujetos y no sujetos a arrendamiento como un único componente sujeto a arrendamiento para bienes raíces, flotilla de vehículos, helicópteros, instalaciones de generación de energía, y ductos, en los cuales los pagos fijos o sustancialmente fijos asignables a los componentes no sujetos a arrendamiento son contabilizados como parte de las obligaciones relacionadas a arrendamientos y activos ROU. Como arrendadores, hemos elegido combinar los componentes sujetos y no sujetos a arrendamiento como un único componente sujeto a arrendamiento para bienes raíces y terminales de productos refinados si el momento y patrón de los componentes sujetos y no sujetos a arrendamiento son iguales y si el componente sujeto a arrendamiento sería clasificado como un arrendamiento operativo si son contabilizados por separado.

Contabilidad como Arrendatario

Tenemos arrendamientos operativos y financieros para bienes muebles e inmuebles (incluyendo espacios de oficina, terrenos, flotilla de vehículos, helicópteros, maquinaria y equipos, almacenes y otras instalaciones operativas) y PPAs de energía renovable, almacenamiento de energía e instalaciones de plantas de alta demanda.

Algunos de nuestros arrendamientos incluyen opciones para extender los términos del arrendamiento hasta por 25 años, o para terminar el arrendamiento dentro de un año. Nuestros pasivos de arrendamiento y activos ROU se basan en los términos de arrendamiento que pueden incluir tales opciones cuando es razonablemente seguro que ejerceremos la opción.

Algunos de nuestros contratos son arrendamientos a corto plazo, que tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos al comienzo del arrendamiento. No reconocemos un pasivo de arrendamiento o activos ROU derivados 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 de arrendamiento. Nuestros costos de arrendamiento a corto plazo para el período reflejan razonablemente nuestros compromisos de arrendamiento a corto plazo.

Algunos de nuestros arrendamientos contienen cláusulas de incremento que requieren aumentos anuales en la renta que van del 2% al 7% o basados en el Índice de Precios al Consumidor. Las rentas pagaderas bajo estos arrendamientos pueden aumentar en una cantidad fija cada año o en un porcentaje de un año base. Los pagos de arrendamiento variable que se basan en un índice o tasa se incluyen en la medición inicial de nuestro pasivo de arrendamiento y activos ROU en función del índice o tasa al inicio del arrendamiento y no se vuelven a medir debido a cambios en el índice o tasa. Más bien, los cambios en el índice o tasa se tratan como pagos de arrendamiento variables y se reconocen en el período en que se incurre en la obligación de esos pagos.

De manera similar, los PPA para la compra de energía renovable en SDG&E requieren pagos de arrendamiento basados en una tasa declarada por MWh producidos por las instalaciones, y estamos obligados a comprar sustancialmente toda la producción de las instalaciones. SDG&E debe pagar cantidades adicionales por cargos de capacidad y compras reales de energía que excedan los compromisos mínimos de energía. En virtud de estos contratos, no reconocemos un pasivo de arrendamiento o activos ROU para los arrendamientos para los que no hay pagos de arrendamiento fijo. Más bien, estos pagos de arrendamiento variable se reconocen por separado como costos de arrendamiento variable. SDG&E estima que estos pagos variables de arrendamiento serán de \$297 millones de dólares en 2024, \$296 millones de dólares en 2025, \$290 millones de dólares en 2026, \$289 millones de dólares en 2027, \$290 millones de dólares en 2028 y \$2.2 mil millones de dólares en adelante.

A partir de la fecha de inicio del contrato de arrendamiento, reconocemos un pasivo de arrendamiento por nuestra obligación de realizar pagos futuros, que inicialmente medimos al valor actual utilizando nuestra tasa de préstamo incremental en la fecha de inicio del contrato de arrendamiento, a menos que la tasa implícita en el contrato de arrendamiento sea fácilmente determinable. Determinamos nuestra tasa de préstamo incremental basada en la tasa de interés que tendríamos que pagar para pedir prestado, sobre una base garantizada a un plazo similar, una cantidad igual a los pagos de arrendamiento en un entorno económico similar. También registramos activos ROU correspondientes, inicialmente igual al pasivo del arrendamiento y ajustado para pagos del arrendamiento realizados en o antes del inicio del arrendamiento, incentivos del arrendamiento, y cualquier costo directo inicial. Comprobamos la capacidad de recuperación de los activos ROU siempre que se hayan producido eventos o cambios en las circunstancias que puedan afectar a la capacidad de recuperación o a la vida útil estimada de los activos ROU.

Para nuestros arrendamientos operativos, nuestras entidades no reglamentadas reconocen un único costo de arrendamiento en línea recta durante el plazo de arrendamiento en gastos operativos. SDG&E y SoCalGas reconocen este costo de arrendamiento único sobre una base que es consistente con la recuperación de tales costos de acuerdo con los U.S. GAAP que rigen las operaciones con tarifas reglamentadas.

Para nuestros arrendamientos financieros, los gastos de intereses sobre el pasivo de arrendamiento y la amortización de activos ROU se contabilizan por separado. Nuestras entidades no reglamentadas utilizan el método de tasa de interés efectiva para contabilizar el interés imputado sobre el pasivo del arrendamiento y amortizar los activos ROU en línea recta durante el plazo del arrendamiento. SDG&E y SoCalGas reconocen la amortización de activos ROU sobre una base que es consistente con la recuperación de tales costos de acuerdo con los U.S. GAAP que rigen las operaciones con tarifas reglamentadas.

Nuestros arrendamientos no contienen ninguna garantía, restricción o pacto de valor residual material.

En la siguiente tabla se resumen la clasificación de los activos y pasivos ROU y el promedio ponderado del plazo de arrendamiento restante y la tasa de descuento asociados con los arrendamientos operativos y financieros.

INFORMACIÓN DEL ARRENDATARIO EN LOS BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS

(En millones de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	31 de diciembre de					
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Activos ROU:						
Arrendamientos operativos						
Activos ROU	\$ 723	\$ 655	\$ 368	\$ 281	\$ 29	\$ 42
Arrendamientos financieros:						
PP&E	1,585	1,529	1,412	1,395	173	133
Depreciación acumulada	(246)	(186)	(179)	(140)	(66)	(46)
PP&E, neto	1,339	1,343	1,233	1,255	107	87
Activos ROU totales	\$ 2,062	\$ 1,998	\$ 1,601	\$ 1,536	\$ 136	\$ 129
Pasivos del arrendamiento:						
Arrendamientos operativos:						
Otros pasivos circulantes ⁽¹⁾	\$ 70	\$ 53	\$ 50	\$ 32	\$ 10	\$ 11
Créditos diferidos y otros ⁽²⁾	599	528	325	249	18	29
	669	581	375	281	28	40
Arrendamientos financieros:						
Porción circulante de deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	64	57	41	39	23	18
Deuda a largo plazo y arrendamientos financieros	1,276	1,286	1,192	1,217	84	69
	1,340	1,343	1,233	1,256	107	87
Pasivos del arrendamiento totales	\$ 2,009	\$ 1,924	\$ 1,608	\$ 1,537	\$ 135	\$ 127
Promedio ponderado del plazo de arrendamiento restante (en años):						
Arrendamientos operativos	13	14	10	11	3	4
Arrendamientos financieros	15	16	16	17	6	6
Promedio de descuento:						
Arrendamientos operativos ⁽³⁾	6.64 %	6.21 %	4.52 %	4.06 %	4.54 %	1.80 %
Arrendamientos financieros	13.80 %	14.04 %	14.18 %	14.35 %	4.94 %	4.14 %

⁽¹⁾ Incluye \$18 y \$8 relacionados con PPAs al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente tanto en Sempra como en SDG&E.

⁽²⁾ Incluye \$208 y \$118 relacionados con PPAs al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente tanto en Sempra como en SDG&E.

⁽³⁾ El promedio de descuento relacionado con PPAs al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es 4.19% y 3.35%, respectivamente, tanto en Sempra como en SDG&E. El promedio de descuento relacionado con todos los demás arrendamientos operativos al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es 7.57% y 6.81%, respectivamente, en Sempra y 5.06% y 4.63%, respectivamente, a SDG&E.

Los componentes de los costos de arrendamiento fueron los siguientes:

INFORMACIÓN DEL ARRENDATARIO EN LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS⁽¹⁾

(En millones de dólares)

	Sempra			SDG&E			SoCalGas		
	Años terminados al 31 de diciembre de								
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Costos de arrendamiento operativo ⁽²⁾	\$ 99	\$ 83	\$ 89	\$ 53	\$ 45	\$ 32	\$ 13	\$ 18	\$ 20
Costos de arrendamiento financiero:									
Amortización de activos ROU ⁽³⁾	60	48	39	40	33	27	20	15	12
Intereses sobre pasivos del arrendamiento	182	184	186	177	181	184	5	2	2
Costos totales del arrendamiento financiero	242	232	225	217	214	211	25	17	14
Costos de arrendamiento a corto plazo ⁽⁴⁾	9	3	7	8	2	1	—	—	—
Costos de arrendamiento variables ⁽⁴⁾	458	411	432	447	399	422	10	11	10
Costos totales del arrendamiento	\$ 808	\$ 729	\$ 753	\$ 725	\$ 660	\$ 666	\$ 48	\$ 46	\$ 44

⁽¹⁾ Incluye los costos capitalizados en PP&E.

⁽²⁾ Incluye \$21, \$10 y \$1 relacionados con PPAs en 2023, 2022 y 2021, respectivamente, tanto en Sempra como en SDG&E.

⁽³⁾ Incluido en O&M, excepto \$29, \$25 y \$22 en Sempra y \$28, \$24 y \$21 en SDG&E en 2023, 2022 y 2021, respectivamente, y \$1 dólar en SoCalGas en cada uno de los años 2023, 2022 y 2021, que se incluye en los Gastos de Depreciación y Amortización.

⁽⁴⁾ 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 los pasivos de arrendamiento y la información complementaria no monetaria fueron los siguientes:

INFORMACIÓN DEL ARRENDATARIO EN LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJO DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

	Sempra			SDG&E			SoCalGas		
	Años terminados al 31 de diciembre de								
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Actividades operativas:									
Efectivo pagado por arrendamientos operativos	\$ 85	\$ 88	\$ 78	\$ 46	\$ 45	\$ 32	\$ 13	\$ 18	\$ 20
Efectivo pagado por arrendamientos financieros	167	169	171	162	166	169	5	2	2
Actividades financieras:									
Efectivo pagado por arrendamientos financieros	60	48	39	40	33	27	20	15	12
Aumento de las obligaciones de arrendamiento operativo para activos ROU	143	142	116	134	134	112	—	1	1
Aumento de las obligaciones de arrendamiento financiero para la inversión en PP&E	57	57	43	17	16	24	40	41	19

En la tabla siguiente se presenta el análisis de vencimiento de nuestros pasivos de arrendamiento y la reconciliación con el valor actual de los pasivos de arrendamiento al 31 de diciembre de 2023:

ANÁLISIS DE PASIVOS EN VENCIMIENTO DEL ARRENDATARIO

(En millones de dólares)

	Sempra		SDG&E		SoCalGas	
	Arrendamientos operativos ⁽¹⁾	Arrendamientos financieros	Arrendamientos operativos ⁽¹⁾	Arrendamientos financieros ⁽²⁾	Arrendamientos operativos	Arrendamientos financieros
2024	\$ 97	\$ 225	\$ 57	\$ 198	\$ 11	\$ 27
2025	87	216	48	193	9	23
2026	85	213	48	193	8	20
2027	75	211	47	192	—	19
2028	69	204	42	190	—	14
En adelante:	587	1,930	201	1,911	—	19
Pagos totales del arrendamiento sin descuento	1,000	2,999	443	2,877	28	122
Menos: interés imputado	(331)	(1,659)	(68)	(1,644)	—	(15)
Pasivos del arrendamiento totales	669	1,340	375	1,233	28	107
Menos: pasivos del arrendamiento circulantes	(70)	(64)	(50)	(41)	(10)	(23)
Pasivos del arrendamiento a largo plazo	\$ 599	\$ 1,276	\$ 325	\$ 1,192	\$ 18	\$ 84

⁽¹⁾ Incluye \$27 en cada uno de 2024 a 2028 y \$143 en lo sucesivo relacionados con los PPAs.

⁽²⁾ En gran medida, todas las cantidades están relacionadas con los PPAs.

Arrendamientos que Aún no Han Comenzado

SDG&E ha celebrado seis PPAs, de los cuales SDG&E espera que dos comenzarán en 2024, tres comenzarán en 2025 y uno comenzará en 2026. SDG&E espera que los pagos mínimos futuros del arrendamiento sean de \$30 millones de dólares en 2024, \$59 millones de dólares en 2025, \$80 millones de dólares en 2026, \$82 millones de dólares en 2027, \$81 millones de dólares en 2028 y \$828 millones de dólares en adelante hasta su vencimiento en 2041.

Contabilidad como Arrendador

Sempra Infrastructure es un arrendador para algunos de sus ductos de gas natural y etano, estaciones de compresores, terminales de almacenamiento de LPG, una terminal ferroviaria y productos refinados, lo cuales contabilizamos como arrendamientos operativos o arrendamientos financieros. Estos arrendamientos expiran en varias fechas de 2025 a 2042.

A lo largo del plazo del arrendamiento, supervisamos los activos subyacentes en los arrendamientos operativos en busca de deterioro, y evaluamos la inversión neta en arrendamientos financieros en busca de pérdidas de crédito esperadas. Sempra Infrastructure espera seguir derivando valor de los activos subyacentes asociados a sus gasoductos después del final de sus respectivos términos de arrendamiento basándose en la vida útil restante esperada, las condiciones de mercado previstas y los planes de re-comercializar y volver a contratar los activos subyacentes.

Generalmente, reconocemos utilidad por arrendamiento operativo sobre una base lineal recta durante el periodo de arrendamiento y utilidad de arrendamientos financieros con base en el método de interés efectivo durante el plazo del arrendamiento. Algunos de nuestros arrendamientos contienen ajustes de tarifas o están basados en tipos de cambio de moneda extranjera que pueden resultar en pagos de arrendamiento recibidos que varían en su monto de un periodo al siguiente. Además de los pagos fijos mínimos, nuestras terminales de productos refinados reciben pagos de arrendamiento variables por los barriles entregados que superan los requisitos mínimos de entrega.

En julio de 2021 se inició un contrato de instalación ferroviaria, que Sempra Infrastructure está contabilizando como arrendamiento financiero. El arrendatario está utilizando la instalación ferroviaria para transportar productos refinados fuera de la terminal de Veracruz. El arrendatario tiene derecho a dirigir el uso de la instalación ferroviaria y obtendrá sustancialmente todos los beneficios económicos de la instalación ferroviaria. Al inicio del contrato de arrendamiento, Sempra Infrastructure dejó de reconocer el valor contable de \$44 millones de dólares de PP&E de la instalación ferroviaria y reconoció una inversión neta en activos de arrendamiento financiero de \$62 millones de dólares y una ganancia de venta de \$18 millones de dólares. El contrato expira en 2041 y se renovará automáticamente por periodos sucesivos de cinco años, a menos que se notifique por escrito a Sempra Infrastructure o al arrendatario. Los pagos de arrendamiento fijo se pagan en los primeros cinco años del contrato, que el arrendatario debe pagar incluso en caso de terminación del contrato.

INFORMACIÓN DEL ARRENDADOR*(En millones de dólares)*

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Sempra – Activos sujetos a arrendamientos operativos:		
Propiedad, planta y equipo		
Gasoductos y almacenamiento	\$ 1,304	\$ 1,026
Terminales de productos refinados	621	611
Otros	77	76
Total	2,002	1,713
Depreciación acumulada	(539)	(330)
Propiedad, planta y equipo, neto	\$ 1,463	\$ 1,383

	31 de diciembre de 2023	
	Arrendamientos operativos	Arrendamientos financieros
Sempra – Análisis de vencimiento de los pagos del arrendamiento		
2024	\$ 363	\$ 17
2025	354	17
2026	298	9
2027	295	—
2028	293	—
En adelante	2,802	—
Flujos de efectivo totales sin descuento	\$ 4,405	43
Menos: valor actual de los pagos de arrendamiento (reconocido como arrendamiento por cobrar) ⁽¹⁾		(40)
Diferencia entre los flujos de efectivo sin descuento y los flujos de efectivo con descuento		\$ 3

⁽¹⁾ Incluye \$12 en Otros Activos Circulantes y \$28 en Otros Activos a Largo Plazo en los Balances Generales Consolidados.

INFORMACIÓN DEL ARRENDADOR EN LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS*(En millones de dólares)*

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra – Arrendamientos financieros			
Ingresos reconocidos al inicio del arrendamiento	\$ —	\$ —	\$ 18
Ingresos por intereses	6	8	4
Ingresos totales por arrendamientos financieros ⁽¹⁾	\$ 6	\$ 8	\$ 22
Sempra – Arrendamientos operativos			
Pagos fijos de arrendamiento	\$ 321	\$ 290	\$ 256
Pagos variables de arrendamiento	34	10	10
Ingresos totales por los arrendamientos operativos ⁽¹⁾	\$ 355	\$ 300	\$ 266
Gastos de depreciación	\$ 62	\$ 54	\$ 48

⁽¹⁾ Incluidos en Ingresos: Negocios Relacionados con la Energía en los Estados Consolidados de Resultados.

COMPROMISOS CONTRACTUALES***Contratos de Gas Natural***

SoCalGas tiene la responsabilidad de adquirir gas natural para los principales clientes de SDG&E y SoCalGas en un portafolio combinado. SoCalGas compra gas natural bajo contratos de corto y largo plazo para este portafolio de varias regiones productoras en el suroeste de EE.UU., las Rocosas en EE.UU. y Canadá.

SoCalGas transporta gas natural principalmente bajo acuerdos de capacidad interestatales a largo plazo que prevén cargos anuales de reserva, que se recuperan en tarifas. SoCalGas tiene compromisos con compañías interestatales de gasoductos para la capacidad de gasoductos en firme bajo contratos que expiran en varias fechas hasta el 2032.

Sempra tiene varios acuerdos de capacidad para almacenamiento y transporte de gas natural que expiran en varias fechas hasta 2059. Los costos de transporte en estos acuerdos varían en función de la capacidad de los gasoductos.

Los pagos de nuestros contratos de gas natural podrían superar el compromiso mínimo basado en las necesidades del portafolio. Al 31 de diciembre de 2023, los pagos mínimos futuros en virtud de los contratos existentes de gas natural y de almacenamiento y transporte de gas natural son los siguientes:

PAGOS MÍNIMOS FUTUROS						
<i>(En millones de dólares)</i>						
	Sempra			SoCalGas		
	Almacenamiento y transporte	Gas natural ⁽¹⁾	Total ⁽¹⁾	Transporte	Gas natural	Total
2024	\$ 229	\$ 54	\$ 283	\$ 123	\$ 28	\$ 151
2025	205	41	246	101	35	136
2026	196	—	196	97	—	97
2027	177	—	177	81	—	81
2028	152	—	152	70	—	70
En adelante	1,421	—	1,421	176	—	176
Pagos mínimos totales	\$ 2,380	\$ 95	\$ 2,475	\$ 648	\$ 63	\$ 711

⁽¹⁾ Excluye las cantidades relacionadas con el contrato de compra de LNG que describimos a continuación.

Los pagos totales en virtud de contratos de gas natural y contratos de almacenamiento y transporte de gas natural, así como los pagos para satisfacer las necesidades adicionales de portafolio en Sempra y SoCalGas fueron los siguientes:

PAGOS EN VIRTUD DE CONTRATOS DE GAS NATURAL			
<i>(En millones de dólares)</i>			
	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Sempra	\$ 4,030	\$ 2,536	\$ 1,691
SoCalGas	3,857	2,492	1,590

Contrato de Compra de LNG

Sempra Infrastructure cuenta con un SPA para el suministro de LNG a la Terminal ECA Regasificación. El monto comprometido se calcula utilizando una fórmula predeterminada basada en los precios forward estimados del índice aplicable de 2024 a 2029. A pesar de que este contrato especifica un número de cargamentos a ser entregados, conforme a sus términos, el proveedor puede desviar ciertos cargamentos, lo cual reduciría el monto pagado conforme al contrato con Sempra Infrastructure.

Al 31 de diciembre de 2023, los siguientes montos de compromiso de LNG se basan en el supuesto de que se entregan todos los cargos de LNG, menos los ya confirmados para ser desviados el 31 de diciembre de 2023, en virtud del acuerdo:

MONTOS DE COMPROMISO DE LNG	
<i>(En millones de dólares)</i>	
Sempra:	
2024	\$ 370
2025	670
2026	699
2027	704
2028	693
En adelante	429
Total	\$ 3,565

Las compras reales de LNG fueron de aproximadamente \$30 millones de dólares en 2023, \$108 millones de dólares en 2022 y \$27 millones de dólares en 2021 debido a que el proveedor eligió desviar cargas según lo permitido por el acuerdo.

PPAs No Contabilizados como Arrendamientos

Los pagos de PPAs de SDG&E's podrían exceder los compromisos mínimos basados en las necesidades de energía. Estos PPAs expiran en diversas fechas hasta 2042. Al 31 de diciembre de 2023, los pagos mínimos futuros en virtud de PPAs a largo plazo para Sempra y SDG&E son los siguientes:

PAGOS MÍNIMOS FUTUROS⁽¹⁾	
<i>(En millones de dólares)</i>	
2024	\$ 148
2025	105
2026	121
2027	103
2028	101
En adelante	830
Pagos mínimos totales	\$ 1,408

⁽¹⁾ Excluye PPAs que se contabilizan como arrendamientos operativos y arrendamientos financieros.

Los pagos de estos contratos representan cargos de capacidad y compras mínimas de energía y transmisión que exceden el compromiso mínimo. SDG&E debe pagar cantidades adicionales por compras reales de energía que excedan los compromisos mínimos de energía. SDG&E estima que estos pagos variables serán de \$79 millones de dólares tanto en 2024 como en 2025, \$80 millones de dólares en cada uno de los años de 2026 a 2028 y de \$519 millones de dólares en adelante. El total de pagos fijos y variables en virtud de PPAs no contabilizados como arrendamientos para Sempra y SDG&E fue de \$325 millones de dólares en 2023, \$297 millones de dólares en 2022 y \$267 millones de dólares en 2021.

Proyectos de Construcción y Desarrollo

Nuestros compromisos contractuales totales en proyectos de capital en curso al 31 de diciembre de 2023 son de aproximadamente \$44 millones de dólares, lo que requiere pagos futuros de \$17 millones de dólares en 2024, \$6 millones de dólares en 2025, \$3 millones de dólares en 2026, \$1 millón de dólares en 2027 y 2028 y \$16 millones de dólares en adelante. A continuación se presenta un resumen de los compromisos contractuales y las contingencias relacionadas con esos proyectos.

SDG&E

Al 31 de diciembre de 2023, SDG&E tiene compromisos para realizar pagos futuros de \$36 millones de dólares para proyectos de construcción que incluyen:

- \$21 millones de dólares relacionados con la gestión de combustible gastado en SONGS; y
- \$15 millones de dólares para mejoras de infraestructura para sistemas de transmisión y distribución de electricidad.

SDG&E espera que los pagos futuros en virtud de estos compromisos contractuales sean de \$13 millones de dólares en 2024, \$4 millones de dólares en 2025, \$1 millón de dólares en cada uno de los años 2026 a 2028, y \$16 millones de dólares en adelante.

SoCalGas

Al 31 de diciembre de 2023, SoCalGas tiene compromisos para realizar pagos futuros de \$8 millones de dólares para un proyecto de software informático. SoCalGas espera que los pagos futuros en virtud de estos compromisos contractuales sean de \$4 millones de dólares en 2024, \$2 millones de dólares en cada uno de 2025 y 2026.

OTROS COMPROMISOS

SDG&E

Describimos los seguros nucleares y la eliminación de combustible nuclear relacionados con SONGS en la Nota 15.

Fondo de Mitigación de Incendios

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 impacto potencial de los incendios forestales en residencias y estructuras cercanas a Sunrise Powerlink. Se espera que los pagos futuros por estos compromisos contractuales, para los que se ha registrado un pasivo, sean de \$4 millones de dólares anuales de 2024 a 2028 y de \$268 millones de dólares en adelante, sujetos a un incremento del 2% anual, terminando en 2069. Al 31 de diciembre de 2023, el valor actual de estos pagos futuros de \$124 millones de dólares se ha registrado como activo reglamentario, ya que los importes representan un costo que esperamos será recuperado de los clientes en el futuro.

Contratos de Franquicia

En julio de 2021, entraron en vigor los acuerdos de franquicia de gas natural y electricidad de SDG&E para la Ciudad de San Diego. Estos contratos de franquicias brindan a SDG&E la oportunidad de servir a la Ciudad de San Diego por un periodo de 20 años, consistiendo en un contrato a 10 años que se renovará automáticamente por un periodo adicional de 10 años salvo que el Consejo Municipal cancele las renovaciones automáticas. Al 31 de diciembre de 2023, SDG&E tiene compromisos para realizar pagos futuros de principal e intereses como contraprestación por los contratos de franquicias de \$14 millones de dólares en 2024, \$15 millones de dólares en 2025, \$4 millones de dólares en 2026, \$2 millones de dólares por cada año de 2027 a 2028 y \$46 millones de dólares en adelante. La contraprestación no será recuperada a través de los clientes y será amortizada durante 20 años.

Otros Sempra

La consideración adicional para un convenio de transacción integral de 2006 con California para resolver el litigio de Continental Forge incluyó un acuerdo conforme al cual, por un período de 18 años a partir de 2011, Sempra Infrastructure vendería a SDG&E y SoCalGas, sujeto a la aprobación anual de CPUC, hasta 500 MMcf por día de LNG regasificado de la Terminal ECA Regasificación de Sempra Infrastructure que no se entrega o 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, no se ha requerido a Sempra Infrastructure que entregue gas natural alguno de conformidad con este acuerdo.

ASUNTOS AMBIENTALES

Nuestras operaciones están sujetas a las leyes ambientales federales, estatales y locales. También estamos sujetos a reglamentos relacionados con los desechos peligrosos, la calidad del aire y el agua, el uso de la tierra, la eliminación de desechos sólidos y la 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 con nuestras operaciones pasadas y presentes. Estos sitios incluyen aquellos en los que hemos sido identificados como PRP bajo las leyes federales de Superfund y leyes estatales similares.

Además, estamos obligados a obtener numerosos permisos gubernamentales, licencias y otras autorizaciones para construir instalaciones y operar nuestros negocios. Los costos relacionados con el monitoreo ambiental, el equipo de control de contaminación, los costos de limpieza y las cuotas 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 podría dar lugar a requisitos de equipo adicional de control de la contaminación o a tarifas o impuestos significativos sobre las emisiones que podrían afectar adversamente a Sempra Infrastructure. Los costos de SDG&E y SoCalGas para operar sus instalaciones de acuerdo con estas leyes y reglamentos generalmente han sido recuperados en las tarifas a los clientes.

Revelamos cualquier procedimiento bajo leyes ambientales en las cuales una autoridad gubernamental es parte cuando las posibles sanciones económicas, excluyendo intereses y costos, exceden al menor de \$1 millón de dólares o 1% de activos actuales, que fue de \$55 millones de dólares para Sempra, \$18 millones de dólares para SDG&E y \$26 millones de dólares para SoCalGas al 31 de diciembre de 2023.

Discutimos asuntos ambientales relacionados con la fuga de gas natural en la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon de SoCalGas, más arriba en “Procedimientos legales – SoCalGas – Fuga de gas en la instalación de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon”.

Otras Cuestiones Ambientales

Por lo general, capitalizamos los costos significativos en los que incurrimos para mitigar o prevenir la contaminación ambiental futura o extender la vida útil, aumentar la capacidad o mejorar la seguridad o eficiencia de la propiedad utilizada en las operaciones actuales. La siguiente tabla muestra nuestros gastos de capital (incluidos los trabajos de construcción en curso) para cumplir con las leyes y reglamentaciones medioambientales:

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
GASTOS DE CAPITAL PARA ASUNTOS AMBIENTALES <i>(En millones de dólares)</i>			
Sempra	\$ 107	\$ 87	\$ 95
SDG&E	29	31	32
SoCalGas	78	56	63

No hemos identificado ningún asunto ambiental significativo fuera de EE.UU.

En SDG&E y SoCalGas, los costos relacionados 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 tarifas.

Los problemas medioambientales que actualmente nos enfrentamos, excepto los relacionados con la Fuga, tal y como describimos más arriba o resolvimos durante los últimos tres años, incluyen (1) la investigación y la corrección de las instalaciones de gas manufacturado de SDG&E y SoCalGas, (2) limpieza de sitios de eliminación de desechos de terceros utilizados por SDG&E y SoCalGas en los que hemos sido identificados como PRP y (3) mitigación de los daños al medio marino causados por la descarga de agua de refrigeración de SONGS.

La siguiente tabla muestra el estado al 31 de diciembre de 2023 de los sitios de gas manufacturado de SDG&E y SoCalGas y de los sitios de eliminación de residuos de terceros para los que hemos sido identificados como PRP:

	# Sitios completos ⁽¹⁾	# Sitios en proceso
SDG&E:		
Instalaciones de gas manufacturado	3	—
Sitios de eliminación de desechos de terceros	2	1
SoCalGas:		
Instalaciones de gas manufacturado	39	3
Sitios de eliminación de desechos de terceros	5	2

⁽¹⁾ Puede haber obligaciones de cumplimiento continuas para los sitios completados, tales como inspecciones regulares, cumplimiento de los convenios de uso de la tierra y monitoreo de la calidad del agua.

Registramos responsabilidades ambientales cuando nuestra responsabilidad es probable y los costos pueden ser razonablemente estimados. En muchos casos, sin embargo, las investigaciones no se encuentran todavía en una etapa en la que podamos determinar si somos responsables o, si la responsabilidad es probable, para estimar razonablemente la cantidad o el rango de los importes de los costos. Las estimaciones de nuestra responsabilidad están además sujetas a incertidumbres tales como la naturaleza y el alcance de la contaminación del sitio, la evolución de los estándares de limpieza y las evaluaciones imprecisas de ingeniería. Revisamos nuestras acumulaciones periódicamente y, a medida que se realizan las investigaciones y las limpiezas, hacemos ajustes según sean necesarios.

La siguiente tabla muestra nuestros pasivos acumulados en materia ambiental al 31 de diciembre de 2023. De la responsabilidad total, \$10 millones de dólares en SoCalGas se registran con descuento, con una tasa de interés promedio ponderada del 2.5%.

PASIVOS ACUMULADOS EN MATERIA AMBIENTAL*(En millones de dólares)*

	Sempra ⁽¹⁾⁽²⁾		SDG&E ⁽¹⁾		SoCalGas ⁽²⁾	
Instalaciones de gas manufacturado	\$	33	\$	—	\$	33
Sitios de eliminación de residuos (PRP) ⁽³⁾		8		5		3
Otros sitios de desechos peligrosos		12		11		1
Total⁽⁴⁾	\$	53	\$	16	\$	37

⁽¹⁾ No incluye la responsabilidad de SDG&E por la mitigación del medio marino de SONGS.

⁽²⁾ No incluye la responsabilidad de SoCalGas en asuntos ambientales por la Fuga. Discutimos asuntos relacionados con la Fuga anteriormente en "Procedimientos legales – SoCalGas – Fuga de gas en las instalaciones de almacenamiento de gas natural de Aliso Canyon".

⁽³⁾ Sitios para los que hemos sido identificados como PRP.

⁽⁴⁾ Incluye \$5 clasificados como pasivos circulantes en los Balances Generales Consolidados tanto de Sempra como de SoCalGas y \$48, \$16 y \$32 clasificados como pasivos no circulantes en los Balances Generales Consolidados de Sempra, SDG&E y SoCalGas, respectivamente.

Esperamos que los pagos futuros relacionados con nuestros pasivos ambientales sin descuento sean de \$5 millones de dólares en 2024, \$9 millones de dólares en 2025, \$7 millones de dólares en 2026, \$1 millón de dólares en 2027, \$17 millones de dólares en 2028 y \$19 millones de dólares en adelante.

En relación con la emisión de permisos de operación, SDG&E y los demás propietarios de SONGS llegaron previamente a un acuerdo con la Comisión Costera de California para mitigar los daños al medio marino causados por la descarga de agua de refrigeración de SONGS durante su funcionamiento. 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 \$144 millones de dólares, de los cuales \$55 millones de dólares se han incurrido hasta el 31 de diciembre de 2023 y \$89 millones de dólares se han acumulado para los costos restantes hasta 2059, que son recuperables en tarifas e incluido en los Activos Reglamentarios no circulantes en los Balances Generales Consolidados de Sempra y SDG&E.

NOTA 17. SEMPRA – INFORMACIÓN POR SEGMENTO

Sempra tiene tres segmentos reportables administrados por separado, de la siguiente forma:

- *Sempra California* presta servicios de gas natural y de electricidad al Sur de California y parte del centro de California, a través de las afiliadas totalmente propiedad de Sempra, SDG&E y SoCalGas.
- *Sempra Texas Utilities* mantiene nuestra inversión en Oncor Holdings, tiene una participación de 80.25% en Oncor, una empresa de servicios públicos de transmisión y distribución de electricidad regulada que da servicio a clientes en las regiones del norte-centro, este, oeste y panhandle de Texas; e indirectamente nuestra participación de 50% en Sharyland Holdings, que es propietaria de Sharyland Utilities, una empresa de servicios públicos de transmisión de electricidad regulada que da servicio a clientes cerca de la frontera de Texas-México.
- *Sempra Infrastructure* incluye las empresas operativas de nuestra subsidiaria, SI Partners, así como una sociedad controladora y ciertas empresas de servicios. Sempra Infrastructure desarrolla, construye, opera e invierte en infraestructura energética para ayudar a permitir la transición energética en los mercados norteamericanos y a nivel mundial. Sempra Infrastructure mantiene una participación del 70% en SI Partners.

El costo de los servicios comunes compartidos por los segmentos de negocio es asignado directamente o con base en distintos factores de costo, dependiendo en la naturaleza del servicio prestado. Los ingresos y gasto por intereses son registrados en créditos intercompañía. Los saldos de créditos e intereses relacionados son eliminados en la consolidación.

Las siguientes tablas muestran información seleccionada por segmento de nuestros Balances Generales Consolidados, Estados Consolidados de Resultados y Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo. Proporcionamos información sobre nuestras inversiones por el método de participación en capital por segmento en la Nota 6. Los montos catalogados en las siguientes tablas como “Todos los demás” consisten principalmente en actividades de sociedades controladoras.

INFORMACIÓN POR SEGMENTO

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
ACTIVOS		
Sempra California	\$ 53,430	\$ 48,696
Sempra Texas Utilities	14,392	13,781
Sempra Infrastructure	19,430	15,760
Todos los demás	967	1,376
Cuentas por cobrar entre segmentos	(1,038)	(1,039)
Total	\$ 87,181	\$ 78,574
INFORMACIÓN GEOGRÁFICA		
Activos de larga duración ⁽¹⁾ :		
Estados Unidos	\$ 62,324	\$ 55,035
México	9,145	8,423
Asia	1	1
Total	\$ 71,470	\$ 63,459

⁽¹⁾ Incluye el PP&E neto y las inversiones.

INFORMACIÓN POR SEGMENTO (CONTINUÍA)*(En millones de dólares)*

	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
INGRESOS			
Sempra California	\$ 13,761	\$ 12,577	\$ 10,926
Sempra Infraestructure	3,071	1,919	1,997
Todos los demás	1	1	5
Ajustes y eliminaciones	(1)	(1)	—
Ingresos entre segmentos ⁽¹⁾	(112)	(57)	(71)
Total	\$ 16,720	\$ 14,439	\$ 12,857
DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES			
Sempra California	\$ 1,937	\$ 1,743	\$ 1,605
Sempra Infraestructure	281	268	239
Todos los demás	9	8	11
Total	\$ 2,227	\$ 2,019	\$ 1,855
UTILIDADES POR INTERESES			
Sempra California	\$ 24	\$ 11	\$ 2
Sempra Infraestructure	43	44	75
Todos los demás	23	20	3
Intercompany eliminations	(1)	—	(11)
Total	\$ 89	\$ 75	\$ 69
GASTO POR INTERESES			
Sempra California	\$ 782	\$ 647	\$ 569
Sempra Texas Utilities	1	—	—
Sempra Infraestructure	129	104	205
Todos los demás	400	306	444
Eliminaciones intercompañías	(3)	(3)	(20)
Total	\$ 1,309	\$ 1,054	\$ 1,198
(BENEFICIO) GASTO DE IMPUESTO			
Sempra California	\$ (31)	\$ 320	\$ (109)
Sempra Texas Utilities	1	—	—
Sempra Infraestructure	673	249	238
Todos los demás	(153)	(13)	(30)
Total	\$ 490	\$ 556	\$ 99
GANANCIAS (PÉRDIDAS) ATRIBUIBLES A ACCIONES COMUNES			
Sempra California	\$ 1,747	\$ 1,514	\$ 392
Sempra Texas Utilities	694	736	616
Sempra Infraestructure	877	310	682
Todos los demás	(288)	(466)	(436)
Total	\$ 3,030	\$ 2,094	\$ 1,254
GASTOS POR PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO			
Sempra California	\$ 4,560	\$ 4,466	\$ 4,204
Sempra Infraestructure	3,832	884	802
Todos los demás	5	7	9
Total	\$ 8,397	\$ 5,357	\$ 5,015
INGRESOS GEOGRÁFICOS⁽²⁾			
Estados Unidos	\$ 14,973	\$ 13,015	\$ 11,154
México	1,747	1,424	1,703
Total	\$ 16,720	\$ 14,439	\$ 12,857

⁽¹⁾ Los ingresos por segmentos reportables incluyendo ingresos entre segmentos de \$18 y \$94 para 2023; \$14 y \$43 para 2022; y \$16 y \$55 para 2021 para Sempra California y Sempra Infraestructure, respectivamente.

⁽²⁾ Los importes se basan en el origen de los ingresos, después de las eliminaciones intercompañías.

APENDICE I – SEMPRA**ÍNDICE A LA INFORMACIÓN FINANCIERA CONDENSADA DE LA SOCIEDAD CONTROLADORA**

Estados Condensados de Resultados para los años terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 S-2

Estados Condensados de Utilidad (Pérdida) Integral para los años terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 S-3

Balances Generales Condensados al 31 de diciembre de 2023 y 2022 S-4

Estados Condensados de Flujos de Efectivo para los años terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 S-5

Notas a la Información Financiera Condensada de la Sociedad Controladora

Nota 1. Base de Presentación S-6

Nota 2. Nuevas Normas Contables S-6

Nota 3. Servicio de Deuda y Crédito S-6

Nota 4. Compromisos y Contingencias S-7

SEMPRA
ESTADOS CONDENSADOS DE RESULTADOS

(En millones de dólares, excepto por cantidades de acciones; acciones en miles)

	Años terminados al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Utilidad por intereses	\$ 31	\$ 35	\$ 11
Gasto por intereses	(444)	(326)	(576)
Gastos de operación	(101)	(92)	(92)
Otra utilidad (gasto), neta	31	(58)	20
Beneficio por impuesto	134	111	190
Pérdida antes de participación en utilidades de las subsidiarias	(349)	(330)	(447)
Participación en utilidades de las subsidiarias, neta de impuestos	3,423	2,468	1,764
Utilidad neta	3,074	2,138	1,317
Dividendos preferentes	(44)	(44)	(63)
Utilidades	\$ 3,030	\$ 2,094	\$ 1,254
EPS Básica:			
Utilidades	\$ 4.81	\$ 3.32	\$ 2.01
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	630,296	630,318	623,510
EPS Diluida:			
Utilidades	\$ 4.79	\$ 3.31	\$ 2.01
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	632,733	632,757	626,073

Ver Notas sobre la Información Financiera Condensada de la Sociedad Controladora.

SEMPRA
ESTADOS CONDENSADOS DE UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL

(En millones de dólares)

	Años terminados el 31 de diciembre, 2023, 2022 y 2021		
	Monto antes de impuestos	Beneficio (gastos) de impuestos	Monto neto de impuestos
2023:			
Utilidad neta	\$ 2,940	\$ 134	\$ 3,074
Otra utilidad (pérdida) integral			
Ajustes por conversión de tipo de cambio	23	—	23
Instrumentos financieros	57	(18)	39
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	(39)	8	(31)
Total de otra utilidad integral	41	(10)	31
Utilidad integral	\$ 2,981	\$ 124	\$ 3,105
2022:			
Utilidad neta	\$ 2,027	\$ 111	\$ 2,138
Otra utilidad (pérdida) integral			
Ajustes por conversión de tipo de cambio	11	—	11
Instrumentos financieros	221	(55)	166
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	3	(6)	(3)
Total de otra utilidad integral	235	(61)	174
Utilidad integral	\$ 2,262	\$ 50	\$ 2,312
2021:			
Utilidad neta	\$ 1,127	\$ 190	\$ 1,317
Otra utilidad (pérdida) integral			
Ajustes por conversión de tipo de cambio	(6)	—	(6)
Instrumentos financieros	191	(47)	144
Beneficios de pensiones y otros beneficios posteriores al retiro	28	(6)	22
Total de otra utilidad integral	213	(53)	160
Utilidad integral	\$ 1,340	\$ 137	\$ 1,477

Ver Notas sobre la Información Financiera Condensada a la Sociedad Controladora.

SEMPRA
BALANCES GENERALES CONDENSADOS

(En millones de dólares)

	31 de diciembre de	
	2023	2022
Activos:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 3	\$ 219
Efectivo restringido	2	1
Deudas de las afiliadas	105	102
Impuestos por cobrar, neto	—	104
Otros activos circulantes	11	17
Total de activos circulantes	121	443
Inversiones en subsidiarias	38,499	35,209
Deudas de las afiliadas	18	20
Impuestos diferidos	429	233
Otros activos a largo plazo	1,095	1,050
Total de activos	\$ 40,162	\$ 36,955
Pasivos y capital contable:		
Deuda a corto plazo	\$ 365	\$ 454
Deudas a afiliadas	235	226
Otro pasivo circulante	819	566
Total de pasivo circulante	1,419	1,246
Deuda a largo plazo	8,461	7,215
Deudas a afiliadas	988	776
Otros pasivos a largo plazo	619	603
Compromisos y contingencias (Nota 4)		
Capital contable	28,675	27,115
Total de pasivos y capital	\$ 40,162	\$ 36,955

Ver Notas sobre la Información Financiera Condensada de la Sociedad Controladora.

SEMPRA
ESTADOS CONDENSADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

(En millones de dólares)

Años terminados al 31 de diciembre de

2023 2022 2021

Efectivo neto generado por (utilizado en) actividades operativas	\$ 1,576	\$ 775	\$ (255)
Gastos por propiedad, planta y equipo	(5)	(7)	(8)
Recursos de la venta de activos	2	—	—
Aportaciones de capital a las inversiones	(1,749)	(661)	(1,005)
Desembolso por el pagaré por cobrar	—	—	(305)
Distribuciones de las inversiones	108	—	1,552
Compras de activos fiduciarios	(78)	(114)	—
Recursos de las ventas de activos fiduciarios	69	123	—
Aumento de los préstamos a afiliadas, neto	(90)	(92)	(20)
Otros	(1)	(3)	—
Efectivo neto (utilizado en) generado por actividades de inversión	(1,744)	(754)	214
Dividendos de acciones comunes pagadas	(1,483)	(1,430)	(1,331)
Dividendos preferentes pagados	(44)	(44)	(99)
Emisiones de acciones comunes, netas	145	4	5
Recompras de acciones comunes	(32)	(478)	(339)
Emisiones de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	1,918	1,569	990
Pagos de deuda (con vencimientos mayores a 90 días)	(672)	(322)	(3,200)
(Disminución) aumento de la deuda a corto plazo	(89)	(785)	1,240
Aumento (disminución) de préstamos de afiliadas, neto	220	(226)	1,092
Compras de participaciones no controladoras	—	—	(217)
Recursos de la venta de participaciones no controladoras	—	1,732	1,846
Primas completas relacionadas con las amortizaciones anticipadas de deuda	—	—	(121)
Otros	(10)	(8)	(2)
Efectivo neto (utilizado en) generado por actividades de financiamiento	(47)	12	(136)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo, los equivalentes de efectivo y el efectivo restringido	—	(1)	(1)
(Disminución) aumento en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido	(215)	32	(178)
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 1 de enero	220	188	366
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, 31 de diciembre	\$ 5	\$ 220	\$ 188
REVELACIONES SUPLEMENTARIAS DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO QUE NO AFECTARON EL FLUJO DE EFECTIVO			
Emisión de acciones comunes a cambio del NCI y AOCI relacionadas	\$ —	\$ —	\$ 1,373
Conversión de acciones preferentes de conversión obligatoria	—	—	2,258
Dividendos preferentes declarados pero no pagados	11	11	11
Dividendos comunes declarados pero no pagados	376	360	349
Capitalización de montos adeudados por las afiliadas	92	93	4,351
Intereses capitalizados a la cuenta por obrar por afiliadas no consolidadas	16	18	—

Ver Notas sobre la Información Financiera Condensada de la Sociedad Controladora.

NOTA 1. BASE DE REPRESENTACIÓN

La información financiera condensada de Sempra se ha preparado de conformidad con el Reglamento S-X, Regla 5-04 de la SEC y la Regla 12-04. Aplicamos las mismas políticas contables que en los estados financieros consolidados de Sempra, excepto que Sempra contabiliza los ingresos de sus subsidiarias bajo el método de participación en capital en esta información financiera no consolidada. Esta información financiera debe leerse junto con los estados financieros consolidados de Sempra y las notas que los acompañan incluidas en esta Forma 10-K.

Sempra recibió dividendos en efectivo de sus subsidiarias por un total de \$1,900 millones de dólares, \$832 millones de dólares y \$375 millones de dólares en 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

NOTA 2. NUEVAS NORMAS CONTABLES

En la Nota 2 sobre los Estados Financieros Consolidados, describimos los recientes pronunciamientos que han tenido o pueden tener un efecto significativo los resultados de operación, situación financiera, flujos de efectivo o divulgaciones de Sempra.

NOTA 3. DEUDA Y LÍNEAS DE CRÉDITO

DEUDA A CORTO PLAZO

Línea de Crédito Comprometida

Al 31 de diciembre de 2023, Sempra tenía una capacidad total de \$4,000 millones de dólares en una línea de crédito comprometida, que proporciona liquidez y apoya su programa de papel comercial, con un crédito no utilizado disponible de \$3,634 millones de dólares antes de reducciones por descuentos no amortizados.

Los principales términos de la línea de crédito comprometida de Sempra son los siguientes:

- La línea de crédito tiene un sindicato de 23 prestamistas. Ningún prestamista tiene una participación superior al 6% en alguna línea.
- El crédito prevé la emisión de \$200 millones de dólares en cartas de crédito. Con sujeción a la obtención de compromisos de prestamistas nuevos o existentes y a la satisfacción de otras condiciones especificadas, Sempra tiene derecho a aumentar su compromiso de carta de crédito hasta por \$500 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2023 no había ninguna carta de crédito en circulación.
- Los préstamos tienen intereses a una tasa interés de referencia más un margen que varía con la calificación crediticia de Sempra.
- Sempra debe mantener una razón de endeudamiento con respecto a la capitalización total (tal como se define en su línea de crédito) de no más del 65% al final de cada trimestre. Al 31 de diciembre de 2023, Sempra estaba en cumplimiento con esta razón en términos de su línea de crédito.

DEUDA A LARGO PLAZO

La siguiente tabla muestra los detalles y los vencimientos de la deuda no garantizada pendiente a largo plazo.

	31 de diciembre de	
	2023	2022
(En millones de dólares)		
(En millones de dólares)		
3.3% Notas 1 de abril de 2025	\$ 750	\$ 750
5.40% Notas 1 de agosto de 2026	550	—
3.25% Notas 15 de junio de 2027	750	750
3.4% Notas 1 de febrero de 2028	1,000	1,000
3.7% Notas 1 de abril de 2029	500	500
5.50% Notas 1 de agosto de 2033	700	—
3.8% Notas 1 de febrero de 2038	1,000	1,000
6% Notas 15 de octubre de 2039	750	750
4% Notas 1 de febrero de 2048	800	800
4.125% Notas Junior Subordinadas 1 de abril de 2052 ⁽¹⁾	1,000	1,000
5.75% Notas Junior Subordinadas 1 de julio de 2079 ⁽¹⁾	758	758
	8,558	7,308
Descuento no amortizado sobre deuda a largo plazo	(29)	(28)
Costos de deuda no amortizados	(68)	(65)
Deuda total a largo plazo	\$ 8,461	\$ 7,215

⁽¹⁾ Deuda a largo plazo exigible que no esté sujeta a disposiciones completas.

En junio de 2023, emitimos \$550 millones de dólares del monto agregado principal de notas senior no garantizadas de 5.40% con vencimiento al 1 de agosto de 2026 y recibimos \$545 millones de dólares, (neto de descuento de deuda, descuentos de colocadores y costos de emisión de deuda de \$5 millones de dólares), y \$700 millones de dólares del monto agregado principal de notas senior no garantizadas de 5.50% con vencimiento el 1 de agosto de 2033 y recibimos recursos por \$692 millones de dólares (neto de descuento de deuda, descuentos de colocadores y costos de emisión de deuda de \$8 millones dólares). Cada serie de pagarés es canjeable antes de su vencimiento, de acuerdo con sus condiciones y, en determinadas circunstancias, con disposiciones completas. Utilizamos los recursos netos de la oferta para fines corporativos generales, incluyendo el reembolso de papel comercial y otros endeudamientos.

Al 31 de diciembre de 2023, los vencimientos de deuda a largo plazo programados de Sempra son de \$750 millones de dólares en 2025, \$550 millones de dólares en 2026, \$750 millones de dólares en 2027, \$1.0 mil millones de dólares en 2028 y \$5.5 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 corto plazo y largo plazo de Sempra.

NOTA 4. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

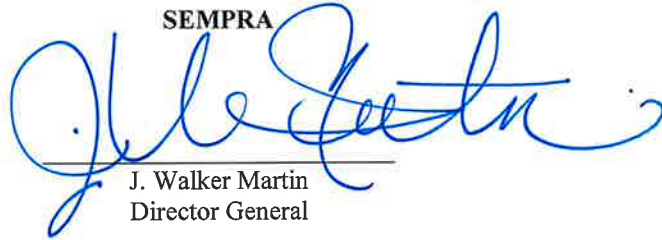
Al 31 de diciembre de 2023, Sempra tiene un compromiso de arrendamiento operativo relacionado con el edificio de su sede corporativa de aproximadamente \$228 millones de dólares. Sempra espera que los pagos por su arrendamiento operativo sean de \$12 millones de dólares en cada uno de los años 2024 a 2026, \$13 millones de dólares en cada uno de los años 2027 y 2028 y \$166 millones de dólares en adelante.

Para otras contingencias y garantías relacionadas con Sempra, véanse las Notas 6 y 16 de las Notas a los Estados Financieros Consolidados.

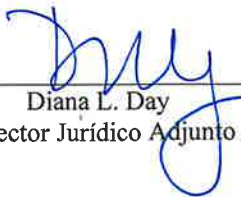
Los suscritos, manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a la emisora contenida en el presente reporte anual en la Forma 10-K, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

27 de febrero de 2024

SEMPRA



J. Walker Martin
Director General



Diana L. Day
Director Jurídico Adjunto



Karen L. Sedgwick
Director de Finanzas

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados de Sempra y sus subsidiarias (la "Emisora") al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y para cada uno de los tres años en el periodo terminado el 31 de diciembre de 2023 contenido en el Reporte Anual en la Forma 10-K de la Emisora (los "estados financieros"), fueron dictaminados al 27 de febrero de 2024, de conformidad con las normas del Consejo de Supervisión de Contabilidad de Empresas Públicas de los Estados Unidos de América ("PCAOB" por sus siglas en inglés).

Asimismo, manifiesta que hemos leído el Reporte Anual en la Forma 10-K y con base en nuestra lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tenemos conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros señalados en el párrafo anterior.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizamos procedimientos adicionales con objeto de expresar una opinión o cualquier otra forma de aseguramiento, y no expresamos una opinión o cualquier otra forma de aseguramiento, respecto a cualquier otra información contenida en el Reporte Anual en la Forma 10-K.



Por:



Greg Seelagy
Socio
San Diego, California
27 de febrero de 2024



Deloitte & Touche LLP
12830 El Camino Real
Suite 600
San Diego, CA 92130
USA

Tel:+1 619 232 6500
Fax:+1 619 237 6802
www.deloitte.com

27 de febrero de 2024

Al Consejo de Administración
Sempra
488 8th Avenue
San Diego, California, 92101

En los términos del artículo 37 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "Comisión") que contraten servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos (las "Disposiciones"), en nuestro carácter de auditores externos de los estados financieros consolidados de Sempra y sus subsidiarias (la "Emisora") al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2023 (los "estados financieros"), Deloitte & Touche LLP ("D&T", "nosotros", "nuestro") manifiesta lo siguiente:

- I. El que suscribe declaro que soy un Contador Público Certificado ("CPA", por sus siglas en inglés) en el Estado de California, EE.UU., con licencia número 79095, emitida el 7 de abril del 2000. Adicionalmente, D&T está registrado como una firma de contaduría pública independiente ante el Consejo de Supervisión de Contabilidad de Empresas Públicas de los Estados Unidos de América ("PCAOB", por sus siglas en inglés).
- II. Declaramos que desde la fecha en que se prestan los servicios de auditoría externa y hasta la emisión de nuestro Informe de la Firma de Contadores Públicos Independientes Registrada con fecha 27 de febrero de 2024, y la fecha de ésta carta, hemos cumplido con los requerimientos del Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contaduría emitido por el Consejo Internacional de Normas Éticas para Contadores, los requerimientos de independencia de las leyes federales de valores de Estados Unidos, y las reglas y regulaciones aplicables de la Comisión de Intercambio de Valores de Estados Unidos ("SEC", por sus siglas en inglés) y el PCAOB en relación a la Emisora.
- III. Declaramos que D&T tiene un sistema de controles de calidad integral. El Instituto Americano de Contadores Públicos Certificados (el "AICPA" por sus siglas en inglés) ha emitido una serie de Pronunciamientos sobre las Normas de Control de Calidad (las "Normas"). Las firmas que son parte de un programa de monitoreo aprobado por el AICPA, del cual D&T es parte, están obligadas a atenerse a las Normas. Asimismo, de acuerdo con la sección 103(a) de la ley Sarbanes-Oxley de 2002, el PCAOB ha adoptado las Normas como Normas de Control de Calidad Interinas para firmas de contadores públicos independientes registradas. Las Normas cubren tres áreas generales:
 - Sistema de control de calidad para las prácticas de contabilidad y de auditoría para firmas de CPAs.
 - Monitoreo de prácticas contabilidad y de auditoría para firmas de CPAs.
 - Elemento de administración de personal del sistema de control de calidad de una firma – competencias requeridas a un practicante a cargo de un compromiso de atestiguamiento.

D&T ha emitido políticas, procedimientos, manuales y guías para los socios y profesionales en un esfuerzo de asegurar que nuestra práctica sea conducida conforme a las Normas y se presten servicios de calidad a nuestros clientes de una manera objetiva e independiente.

- IV. El suscrito tiene 37 años de experiencia como auditor externo independiente y ha firmado el Informe de la Firma de Contadores Públicos Independientes Registrada con fecha 27 de febrero de 2024, relacionado con las auditorías de los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y para cada uno de los tres años en el periodo terminado el 31 de diciembre de 2023, y D&T ha servido como auditor de la Emisora desde 1935.
- V. Autorizamos que se entregue a la Comisión la información que se requiera de nuestra parte con propósitos de verificar los requerimientos antes mencionados.
- VI. Se nos requiere mantener la información que da soporte al cumplimiento de los requerimientos mencionados en esta carta, de manera física o digital, en formato óptico o magnético, por un periodo mínimo de cinco años contados a partir de que se finalice la auditoría de los estados financieros de la Emisora.

Atentamente,



Por:



Greg Seelagy
Socio

Al Consejo de Administración
Sempra
488 8th Avenue
San Diego, California, 92101

En los términos del Artículo 39 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "comisión") que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos publicadas en el Diario Oficial de la Federación ("DOF") del 26 de abril de 2018 y sus modificaciones posteriores (las "Disposiciones") y del Artículo 84 Bis de las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y otros participantes del mercado de valores publicadas en el DOF del 19 de marzo de 2003 y sus modificaciones posteriores (la "Circular Única de Emisoras"), en nuestro carácter de auditor externo de los estados financieros de Sempra y sus subsidiarias (la "Emisora") al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y para cada uno de los tres años en el periodo terminado el 31 de diciembre de 2023 (los "estados financieros"), manifestamos lo siguiente:

- I. Que expresamos nuestro consentimiento para incluir en el Reporte Anual en la Forma 10-K, nuestro Informe de la Firma de Contadores Públicos Independientes Registrada con fecha 27 de febrero de 2024 relacionado a los estados financieros que al efecto emitimos.
- II. Que previamente me cercioré que la información financiera derivada de los estados financieros comprendida en el Reporte Anual en la Forma 10-K coincide con la auditada mencionada en el párrafo anterior.



Por:



Greg Seelagy
Socio
San Diego, California
27 de febrero de 2024

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

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, 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 condensados auditados de Sempra para los años terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 y a dichas fechas, han sido 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).

Presentación de informes por segmentos

Tema	IFRS (IFRS 8)	U.S. GAAP (ASC 280-10)
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.

Estado de flujos de efectivo

Tema	IFRS (IAS 1 e IAS 7)	U.S. GAAP (ASC 230-10)
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"> • Presentar la parte principal del pago como una actividad de financiación. <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"> • <i>Arrendamientos financieros:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Presentar la parte principal del pago como una actividad de financiación. • Presentar la parte de interés del pago como una actividad operativa. • <i>Arrendamientos operativos:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Presentar los pagos como una actividad operativa.

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 la facultad 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 en primer lugar	<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"> • "Autoridad sobre la entidad participada". • "Exposición, o derechos, a rendimientos variables por la participación en la entidad participada". • "La capacidad de utilizar su autoridad sobre la entidad participada para afectar el monto de los rendimientos del inversionista". <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 la autoridad y la economía para determinar qué entidad es la beneficiaria en primer lugar de la entidad jurídica y, por lo tanto, debe consolidar a la VIE. El beneficiario en primer lugar tiene a la vez tanto (1) la autoridad de dirigir las actividades de la VIE que mayormente afectan sus resultados económicos, 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 en primer lugar 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 en primer lugar.

Diferencias en las políticas contables	En la consolidación, la IFRS 10 exige que las 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".	En la consolidación, las políticas contables de 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.
--	---	---

Inversiones en deuda y valores de capital

Tema	IFRS (IFRS 9)	U.S. GAAP (ASC 320, ASC 321, ASC 326)
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

Tema	IFRS (IFRS 11, IFRS 3, IAS 28)	U.S. GAAP (ASC 323, ASC 808)
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.

Inventarios		
Tema	IFRS (IAS 2)	U.S. GAAP (ASC 330)
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.

Inmuebles, planta y equipo		
Tema	IFRS (IAS 16, IAS 23,	U.S. GAAP (ASC 360, ASC 835-20)

	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"> • Los activos que se construyen o producen para uso propio de la entidad. • 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). • 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.
Depreciación componentes por	Una partida de inmuebles, planta y equipo (PP&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. 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. La depreciación compuesta no es un método aceptable.	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	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): <ul style="list-style-type: none"> • El importe por el cual el valor en libros del activo o la CGU supera el 	Si existen indicadores de deterioro, la entidad adopta un enfoque en dos etapas para calcular el deterioro de un activo o grupo de activos: <ol style="list-style-type: none"> 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

	<p>importe recuperable se registra como una pérdida por deterioro. La cantidad recuperable por deterioro (ya sea de PP&E, intangibles o crédito mercantil) se define como la que resulte mayor de las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El valor justo menos los costos de venta del activo o la CGU. • La suma de los flujos de efectivo futuros descontados, incluyendo el valor de enajenación (también denominado valor de uso). 	<p>pérdida por deterioro con base en la etapa 2.</p> <p>2. La cantidad por la cual el valor en libros excede el valor justo se registra como una pérdida por deterioro.</p>
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>

Prestaciones para los trabajadores		
Tema	IFRS (IAS 19, IFRIC® Interpretación 14)	U.S. GAAP (ASC 420, ASC 710, ASC 712, ASC 715)
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	No hay ninguna limitación en cuanto al monto del activo neto de pensiones que puede reconocerse en el balance general.

	actual de cualquier prestación económica disponible en forma de reembolsos del plan o 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 liquidaciones de los planes de prestaciones definidas	<p><i>Reconocimiento</i> – Una ganancia o pérdida 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><i>Reconocimiento</i> – Una ganancia o pérdida 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 (AOCI, 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 un 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</p>

		ocurra como los demás, se utiliza el extremo 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	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. 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”.	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	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	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 libras a

local	cambio y la indización de base para efectos de la presentación de informes sobre el impuesto sobre la renta.	efectos de la presentación de informes financieros, que se determina utilizando el 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"> • 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). • No requiere ninguna o inversión inicial neta o solo una inversión mínima. • Se liquida en una fecha futura. <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"> • 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). • No requiere ninguna o inversión inicial neta o solo una inversión mínima. • 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

Derivados — alcance	Si bien tanto las Normas de las NIIF como los GAAP de los Estados Unidos prevén 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”.	La excepción del ámbito de las compras y ventas normales para los contratos de compra o venta de productos no financieros que reúnan los requisitos necesarios es optativa y requiere que se registre la designación.
Contrato sobre el capital propio de una entidad - disposiciones de liquidación de efectivo neto	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.	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).
Contrato sobre el capital propio de una entidad - disposiciones de liquidación de acciones netas	Se excluye la clasificación de la participación patrimonial	La clasificación de participación patrimonial no se excluye si no se puede obligar a la entidad a liquidar el contrato en efectivo neto
Contrato sobre el capital propio de una entidad - alternativas de liquidación	Se excluye la clasificación de participación patrimonial (a menos que todas las alternativas de liquidación coincidan con la clasificación de participación patrimonial).	La clasificación de participación patrimonial no se excluye si no se puede obligar a la entidad a liquidar el contrato en efectivo neto.
Contabilidad para coberturas - evaluación de la eficacia de la cobertura	Se prohíbe a una entidad utilizar el método abreviado, el método de coincidencia de términos críticos y el método de valor terminal	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.
Contabilidad para coberturas - método para evaluar la eficacia de la cobertura	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>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</p>

		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.
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	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	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

del tipo de cambio	moneda funcional.	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 retribución 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 retribución 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"> • El arrendamiento transfiere la 	<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"> • “El arrendamiento transfiere la titularidad del activo subyacente”. • “El arrendamiento concede... una opción de compra del activo subyacente que el arrendatario está razonablemente seguro de ejercer”. • “El plazo de arrendamiento es para la mayor parte de la vida económica restante del activo subyacente”. • “El valor actual de la cantidad de los pagos de arrendamiento y cualquier valor residual garantizado por el arrendatario

	<p>propiedad del activo subyacente.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El arrendamiento otorga una opción de compra del activo subyacente que el arrendatario está razonablemente seguro de ejercer. • El plazo del arrendamiento es para la mayor parte de la vida económica restante del activo subyacente • El valor actual de los pagos de arrendamiento aumenta prácticamente por lo menos todo el valor razonable del activo subyacente. • El activo subyacente es de naturaleza especializada y no tiene un uso alternativo al del arrendador. <p>Otras situaciones en las que un arrendamiento podría ser un arrendamiento financiero incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El arrendatario asume las pérdidas del arrendador por la cancelación anticipada. • Las ganancias o pérdidas relacionadas con el activo al final del arrendamiento se acumulan para el arrendatario. • El arrendatario puede renovar el contrato de arrendamiento por un arrendamiento a una tasa prácticamente inferior a la del mercado. 	<p>... es igual o superior a la totalidad del valor razonable del activo subyacente”.</p> <ul style="list-style-type: none"> • “El activo subyacente es de naturaleza tan especializada que se espera que no tenga un uso alternativo para el arrendador”. <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	La contabilidad depende de la clasificación del arrendamiento: <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>capital invertido 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 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</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</p>

	función de un cambio en el índice de precios al consumidor) o cuando se vuelve a medir la obligación de arrendamiento por otras razones.	del arrendamiento o una modificación).
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"> a. 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. b. Las tasas reglamentadas están diseñadas para recuperar los costos de la entidad específica al proporcionar los servicios o productos reglamentados. Este criterio está tiene 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

		<p>reglamentación cumpliría este criterio para esa entidad.</p> <p>c. 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.</p> <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> <p>a. Crear activos (movimientos de entradas de efectivo futuras que resultarán del proceso de fijación de tarifas)</p> <p>b. Reducir los activos (movimientos de entradas de efectivo futuras que resultarán del proceso de fijación de tarifas)</p>
--	--	---

		<p>c. Crear pasivos (movimientos de salidas de efectivo futuras que resultarán del proceso de fijación de tarifas).</p> <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 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 un 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>
<p>Activos normativos</p>	<p>Las NIIF no proporcionan un lineamiento similar.</p>	<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> <p>a. 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.</p> <p>b. 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</p>

		recuperación del costo previamente incurrido.
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"> a. 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 párrafo 450-20-25-2) se registrarán como pasivos y como reducciones de ingresos o como gastos de la entidad regulada. 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-

		<p>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 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.
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	<p>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 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"> a. Prohíbe la contabilidad y la presentación de informes netos de impuestos. 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. 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.
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> <ul style="list-style-type: none"> a. Determina que es probable que los ingresos futuros por un monto al menos igual al costo diferido (activo normativo) se recuperen en tasas. b. Cumple con todos los

		<p>siguientes criterios:</p> <ol style="list-style-type: none"><li data-bbox="1185 252 1437 871">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 data-bbox="1136 892 1437 1438">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 data-bbox="1136 1459 1437 1869">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 recuperación
--	--	---

		<p>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>
--	--	---