

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

Estados Financieros Consolidados
por los años que terminaron el 31 de
diciembre 2018, 2017 y 2016 e Informe
de los Auditores Independientes del 19 de
febrero de 2019

Índice de notas a los Estados Financieros Consolidados

Nota		Página
1	Información general y eventos relevantes	12
2	Principales políticas contables	28
3	Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres	46
4	Efectivo y equivalentes de efectivo	50
5	Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	50
6	Transacciones y saldos con partes relacionadas no consolidables	51
7	Inventarios de gas natural	57
8	Arrendamientos financieros por cobrar	57
9	Otros activos	60
10	Inversión en negocios conjuntos	61
11	Combinaciones de negocios y adquisición de activos	68
12	Activos disponibles para la venta y operación discontinua	76
13	Crédito mercantil	77
14	Propiedad, planta y equipo, neto	78
15	Activos intangibles	80
16	Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	81
17	Beneficios a los empleados	81
18	Otros pasivos financieros	83
19	Otros pasivos	83
20	Provisiones	83
21	Bonos de carbono	85
22	Deuda a corto plazo	85
23	Deuda a largo plazo	86
24	Instrumentos financieros	89
25	Impuestos a la utilidad	100
26	Capital contable	104
27	Dividendos decretados	105
28	Información por segmentos	106
29	Ingresos por contratos con clientes	109
30	Ingresos por interés	113
31	Gastos de operación, administración y otros gastos	113
32	Otras ganancias (pérdidas), netas	114
33	Costos financieros	114
34	Depreciación y amortización	114
35	Utilidad por acción básica y diluida	115
36	Compromisos	115
37	Contingencias	128
38	Aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera nuevas y revisadas	130
39	Eventos posteriores a la fecha de reporte	136
40	Autorización de la emisión de los Estados Financieros	137
41	Oficinas registradas	137

Informe de los auditores independientes al Consejo de Administración y Accionistas de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (la "Compañía" o "IEnova"), que comprenden los estados consolidados de posición financiera al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, los estados consolidados de ganancias, los estados consolidados de ganancias y otros resultados integrales, los estados consolidados de cambios en el capital contable y los estados consolidados de flujos de efectivo correspondientes a los años que terminaron en esas fechas, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes la posición financiera consolidada de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, así como su desempeño financiero consolidado y flujos de efectivo consolidados correspondientes a los años que terminaron en esas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Fundamentos de la opinión

Llevamos a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades bajo esas normas se explican más ampliamente en la sección de *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados* de nuestro informe. Somos independientes de la Compañía de conformidad con el Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código de Ética del IESBA) y con el emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos (Código de Ética del IMCP), y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con el Código de Ética del IESBA y con el Código de Ética del IMCP. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del período actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre estos, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones. Hemos determinado que las cuestiones que se describen a continuación son las cuestiones clave de la auditoría que se deben comunicar en nuestro informe.



Análisis de nuevos contratos y transacciones relevantes

Como se indica en la Nota 1.2 de los estados financieros consolidados, la Compañía realizó varias transacciones relevantes durante el año, algunas requieren la determinación de la contabilidad apropiada que puede tener implicaciones significativas para los estados financieros consolidados actuales y futuros con respecto al reconocimiento, valuación, presentación y revelación de la transacción particular. Las NIIF requieren que la Administración aplique su juicio para definir el tratamiento contable con guías específicas y limitadas de la industria. Un análisis requiere que la Compañía determine si necesita consolidar un proyecto; si el acuerdo contiene un arrendamiento, y si es así, su clasificación como financiero u operativo; si el contrato cumple con la exención de uso propio o la definición de un derivado (al que podría aplicar la contabilidad de coberturas) o si contiene derivados implícitos; o, si debe ser contabilizado bajo otro modelo, como un acuerdo de concesión. Ejemplos de tales transacciones relevantes incluyen contratos: por servicios de almacenamiento de líquidos, de suministro de electricidad, de concesión, de opciones de compra, y, por la adquisición de subsidiarias.

Nuestra auditoría enfatiza el control interno y la realización de procedimientos detallados de evaluación de riesgos para cada transacción a fin de determinar los aspectos relevantes del juicio para diseñar procedimientos de auditoría específicos. También involucramos a nuestros especialistas en contabilidad técnica.

Prueba de deterioro del crédito mercantil

Como se indica en la Nota 13 de los estados financieros consolidados, la Compañía mantiene un crédito mercantil de \$ 1,638 millones, originado principalmente por las compras de IEnova Pipelines y Ventika. La administración realizó la prueba anual de deterioro del crédito mercantil durante el cuarto trimestre, la cual usa supuestos de negocios y valuación que requieren juicio, incluyendo tasas de descuento, proyecciones de ingresos y costos a largo plazo. Los asuntos más relevantes probados en nuestra auditoría son los siguientes:

- La razonabilidad de la tasa de descuento
- La razonabilidad del valor razonable a través de distintas técnicas de valuación.

Nuestros procedimientos de auditoría se centraron principalmente en probar controles relevantes y procedimientos sustantivos sobre supuestos relevantes. Involucramos a un especialista interno en valuación.

Otra información

La administración de la Compañía es responsable por la otra información. La otra información comprenderá la información que será incorporada en el Reporte Anual que la Compañía está obligada a preparar conforme al Artículo 33 Fracción I, inciso b) del Título Cuarto, Capítulo Primero de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras y a otros Participantes del Mercado de Valores en México y al Instructivo que acompaña esas disposiciones (las Disposiciones). El Reporte Anual se espera esté disponible para nuestra lectura después de la fecha de este informe de auditoría.

Nuestra opinión de los estados financieros consolidados no cubrirá la otra información y nosotros no expresaremos ninguna forma de seguridad sobre ella.



En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad será leer el Reporte Anual, cuando esté disponible, y cuando lo hagamos, considerar si la otra información ahí contenida es inconsistente en forma material con los estados financieros consolidados o nuestro conocimiento obtenido durante la auditoría, o que parezca contener un error material. Cuando leamos el Reporte Anual emitiremos la leyenda sobre la lectura del informe anual, requerida en el Artículo 33 Fracción I, inciso b) numeral 1.2. de las Disposiciones.

Responsabilidades de la administración y de los responsables del gobierno de la Compañía en relación con los estados financieros consolidados

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de los estados financieros consolidados libres de error material, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la administración es responsable de la evaluación de la capacidad de la Compañía de continuar como empresa en funcionamiento, revelando según corresponda, las cuestiones relacionadas con la Compañía en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si la administración tiene intención de liquidar la Compañía o detener sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Los responsables del gobierno de la Compañía son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error., y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto nivel de seguridad pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyen en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría ejecutada de conformidad con las NIA, ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. Nosotros también:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección material de los estados financieros consolidados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos, y obtuvimos evidencia de auditoría que es suficiente y apropiada para proporcionar las bases para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionalmente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con el fin de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía.



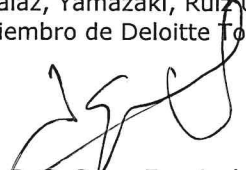
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización por la administración, de la norma contable de empresa en funcionamiento y, basándose en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y eventos relevantes de un modo que logran la presentación razonable.
- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las compañías o actividades empresariales dentro de la Compañía para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría de la Compañía. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos a los responsables del gobierno de la Compañía en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de la realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa en el control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno de la Compañía una declaración de que hemos cumplido con los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y les hemos comunicado acerca de todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden afectar nuestra independencia, y en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicaciones con los responsables del gobierno de la Compañía, determinamos que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del período actual y que son en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría. Describimos esas cuestiones en este informe de auditoría, salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes determinemos que una cuestión no se debería comunicar en nuestro informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited


C. P. C. Omar Esquivel Romero
Ciudad de México, México
19 de febrero de 2019



Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

Estados Consolidados de Posición Financiera

(En miles de dólares estadounidenses)

Activos	Notas	31 de diciembre 2018	31 de diciembre 2017	31 de diciembre 2016
Activos circulantes:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	4, 24	\$ 51,681	\$ 37,208	\$ 24,918
Inversiones en valores a corto plazo	24	83	1,081	80
Arrendamiento financiero por cobrar	8, 24	9,809	8,126	7,155
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	5, 24, 29	153,649	94,793	100,886
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	45,043	24,600	12,976
Impuestos a la utilidad por recuperar	25	74,806	81,909	6,390
Inventario de gas natural	7	3,516	7,196	6,083
Instrumentos financieros derivados	24	9,474	6,130	6,913
Impuesto al valor agregado por recuperar		76,907	39,633	27,600
Bonos de carbono	21	5,936	—	—
Otros activos	9	9,695	10,327	9,289
Efectivo restringido	4, 24	23,342	55,820	51,363
Activos disponibles para la venta	12	—	148,190	191,287
		<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total de activos circulantes		463,941	515,013	444,940
Activos no circulantes:				
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	646,297	493,887	104,352
Instrumentos financieros derivados	24	8,146	1,935	1,127
Arrendamientos financieros por cobrar	8, 24	932,375	942,184	950,311
Impuestos a la utilidad diferidos	25	80,853	97,334	89,688
Inversión en negocios conjuntos	10	608,708	523,102	125,355
Otros activos	9	94,060	32,658	4,855
Propiedad, planta y equipo, neto	14, 28	4,086,914	3,729,456	3,614,085
Bonos de carbono	21	15,499	—	—
Activos intangibles	15	190,772	190,199	154,144
Crédito mercantil	13	1,638,091	1,638,091	1,638,091
Efectivo restringido	4, 24	2,941	—	—
		<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total de activos no circulantes		8,304,656	7,648,846	6,682,008
		<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total de activos	28	\$ 8,768,597	\$ 8,163,859	\$ 7,126,948

(Continúa)

Pasivos y capital contable	Notas	31 de diciembre 2018	31 de diciembre 2017	31 de diciembre 2016
Pasivos circulantes:				
Deuda a corto plazo	22, 24	\$ 870,174	\$ 262,760	\$ 493,571
Cuentas por pagar	16, 24	99,757	72,638	94,566
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	310,696	544,217	260,914
Impuestos a la utilidad por pagar	25	63,044	3,384	13,322
Instrumentos financieros derivados	24	10,943	41,726	10,310
Otros pasivos financieros	18, 24	24,720	10,372	5,877
Provisiones	20	251	394	930
Otros impuestos por pagar		31,619	36,273	27,872
Bonos de carbono	21	6,354	—	—
Otros pasivos	19	28,073	19,631	28,861
Pasivos relacionados con activos disponibles para la venta	12	—	62,522	35,451
Total de pasivos circulantes		1,445,631	1,053,917	971,674
Pasivos a largo plazo:				
Deuda a largo plazo	23, 24	1,675,192	1,732,040	1,039,804
Cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables	6, 24	75,161	73,510	3,080
Impuestos a la utilidad diferidos	25	566,892	551,614	489,607
Bonos de carbono	21	14,826	—	—
Provisiones	20	61,903	67,210	51,035
Instrumentos financieros derivados	24	152,880	162,444	215,851
Beneficios a los empleados	17	7,643	6,537	5,586
Otros pasivos a largo plazo	19, 29	14,719	—	—
Total de pasivos a largo plazo		2,569,216	2,593,355	1,804,963
Total de pasivos	28	4,014,847	3,647,272	2,776,637
Capital contable:				
Capital social	26	963,272	963,272	963,272
Aportación adicional de capital	26	2,351,801	2,351,801	2,351,801
Acciones en tesorería	26	(7,190)	—	—
Otros resultados de pérdida integral		(104,105)	(114,556)	(126,658)
Utilidades retenidas		1,536,662	1,316,070	1,161,896
Total de capital contable participación controladora		4,740,440	4,516,587	4,350,311
Participación no controladora		13,310	—	—
Total de capital contable		4,753,750	4,516,587	4,350,311
Compromisos y pasivos contingentes	36, 37	—	—	—
Eventos posteriores a la fecha de reporte	39	—	—	—
Total de pasivos y capital contable		\$ 8,768,597	\$ 8,163,859	\$ 7,126,948

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
 Estados Consolidados de Ganancias
 (En miles de dólares estadounidenses, excepto por los montos de acciones)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2018	2017	2016
		(Nota 1, 12)	(Nota 1, 12)	(Nota 1, 12)
Ingresos	24, 28, 29	\$ 1,368,555	\$ 1,222,905	\$ 767,089
Costo de ingresos		(385,791)	(331,846)	(270,885)
Gastos de operación, administración y otros gastos	31	(214,519)	(202,982)	(122,270)
Depreciación y amortización	14, 28, 34	(137,157)	(119,020)	(66,606)
Deterioro de Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. ("TDM")	12	—	(63,804)	(136,880)
Ingresos por interés	28, 30	27,449	22,808	6,294
Costos financieros	28, 33	(122,879)	(73,501)	(21,092)
Otras ganancias (pérdidas), neto	32	8	(40,900)	773
Utilidad en remediación de la inversión mantenida bajo el método de participación	11	—	—	673,071
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	25	535,666	413,660	829,494
Gasto por impuestos a la utilidad	25, 28	(143,064)	(104,163)	(117,345)
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	10, 28	37,984	44,677	42,841
Utilidad del año	28, 35	<u>\$ 430,586</u>	<u>\$ 354,174</u>	<u>\$ 754,990</u>
Atribuible a:				
Participación controladora		430,592	354,174	754,990
Participación no controladora		(6)	—	—
		<u>\$ 430,586</u>	<u>\$ 354,174</u>	<u>\$ 754,990</u>
Utilidad por acción:				
Utilidad por acción básica y diluida	35	<u>\$ 0.28</u>	<u>\$ 0.23</u>	<u>\$ 0.61</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

Estados Consolidados de Ganancias y Otros Resultados Integrales

(En miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2018	2017	2016
Utilidad neta del año	28, 35	\$ 430,586	\$ 354,174	\$ 754,990
Partidas que no serán reclasificadas a resultados:				
Ganancias actuariales en planes de beneficios definidos	17	519	704	1,765
Impuesto a la utilidad diferido relativo a las ganancias actuariales en planes de beneficios definidos		(156)	(211)	(530)
Total de partidas que no serán reclasificadas a resultados		363	493	1,235
Partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados:				
Ganancia (pérdida) en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura		7,688	4,586	(17,112)
Impuesto a la utilidad diferido relativo a la ganancia (pérdida) en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura		(2,306)	(1,376)	5,133
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura de negocios conjuntos		7,665	3,270	35,308
Impuesto a la utilidad diferido relativo a las ganancias en valuación de instrumentos financieros derivados con fines de cobertura de negocios conjuntos		(2,299)	(981)	(10,592)
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		(660)	6,110	(36,686)
Total de partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados		10,088	11,609	(23,949)
Otros resultados de utilidad (pérdida) integral del año		10,451	12,102	(22,714)
Total de utilidad integral del año		<u>\$ 441,037</u>	<u>\$ 366,276</u>	<u>\$ 732,276</u>
Atribuible a:				
Participación controladora		441,043	366,276	732,276
Participación no controladora		(6)	—	—
		<u>\$ 441,037</u>	<u>\$ 366,276</u>	<u>\$ 732,276</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

Estados Consolidados de Cambios en el Capital Contable

(En miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Capital Social	Aportación adicional de capital	Acciones en tesorería	Otras partidas de pérdida integral	Utilidades retenidas	Total de la participación controladora	Participación no controladora	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2015		\$ 762,949	\$ 973,953	\$ —	\$ (103,944)	\$ 546,906	\$ 2,179,864	\$ —	\$ 2,179,864
Utilidad del año	28, 35	—	—	—	—	754,990	754,990	—	754,990
Ganancias actuariales en planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad	17	—	—	—	1,235	—	1,235	—	1,235
Pérdida en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	(11,979)	—	(11,979)	—	(11,979)
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	24,716	—	24,716	—	24,716
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		—	—	—	(36,686)	—	(36,686)	—	(36,686)
Total de (pérdida) utilidad integral del año		—	—	—	(22,714)	754,990	732,276	—	732,276
Emisión de acciones, neto		200,323	1,377,848	—	—	—	1,578,171	—	1,578,171
Dividendos pagados	27	—	—	—	—	(140,000)	(140,000)	—	(140,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	26	<u>\$ 963,272</u>	<u>\$ 2,351,801</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ (126,658)</u>	<u>\$ 1,161,896</u>	<u>\$ 4,350,311</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ 4,350,311</u>
Utilidad del año	28, 35	—	—	—	—	354,174	354,174	—	354,174
Ganancias actuariales en planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad	17	—	—	—	493	—	493	—	493
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	3,210	—	3,210	—	3,210
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	2,289	—	2,289	—	2,289
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		—	—	—	6,110	—	6,110	—	6,110
Total de utilidad integral del año		—	—	—	12,102	354,174	366,276	—	366,276
Dividendos pagados	27	—	—	—	—	(200,000)	(200,000)	—	(200,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	26	<u>\$ 963,272</u>	<u>\$ 2,351,801</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ (114,556)</u>	<u>\$ 1,316,070</u>	<u>\$ 4,516,587</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ 4,516,587</u>
Utilidad del año	28, 35	—	—	—	—	430,592	430,592	(6)	430,586
Participación no controladora adicional surgida en la adquisición de subsidiarias	11	—	—	—	—	—	—	13,094	13,094
Participación no controladora adicional en contribuciones de capital		—	—	—	—	—	—	222	222
Ganancias actuariales en planes de beneficios definidos, neto de impuestos a la utilidad	17	—	—	—	363	—	363	—	363
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	5,382	—	5,382	—	5,382
Ganancia en valuación de instrumentos financieros derivados de cobertura de los negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad		—	—	—	5,366	—	5,366	—	5,366
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		—	—	—	(660)	—	(660)	—	(660)
Recompra de acciones ordinarias	26	—	—	(7,190)	—	—	(7,190)	—	(7,190)
Total de utilidad integral del año		—	—	(7,190)	10,451	430,592	433,853	13,310	447,163
Dividendos pagados	27	—	—	—	—	(210,000)	(210,000)	—	(210,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	26	<u>\$ 963,272</u>	<u>\$ 2,351,801</u>	<u>\$ (7,190)</u>	<u>\$ (104,105)</u>	<u>\$ 1,536,662</u>	<u>\$ 4,740,440</u>	<u>\$ 13,310</u>	<u>\$ 4,753,750</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

[Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias

Estados Consolidados de Flujos de Efectivo

(En miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre		
		2018	2017	2016
Flujos de efectivo de actividades de operación:				
Utilidad del año	28, 35	\$ 430,586	\$ 354,174	\$ 754,990
Ajustes por:				
Gasto por impuestos a la utilidad	25, 28	143,064	104,162	117,349
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	10, 28	(37,984)	(44,677)	(42,841)
Costos financieros	28, 33	122,879	73,501	21,092
Ingresos por intereses	28, 30	(27,449)	(22,808)	(6,294)
Pérdida (ganancia) en baja de propiedad, planta y equipo		13,708	7,877	(4,233)
(Ganancia) pérdida por deterioro reconocida en cuentas por cobrar		(1)	(60)	46
Pérdida por deterioro de TDM		—	63,804	136,880
Remediación de activos intangibles		—	—	(673,071)
Depreciación y amortización	14, 28, 34	137,157	119,020	66,606
Pérdida (ganancia) cambiaria, neta		6,103	37,028	(4,652)
(Ganancia) pérdida por valuación de instrumentos financieros derivados		(3,754)	6,715	(21,001)
		<u>784,309</u>	<u>698,736</u>	<u>344,871</u>
Movimientos en el capital de trabajo:				
(Incremento) disminución en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto		(55,452)	(2,368)	5,741
Disminución (incremento) en inventarios de gas natural, neto		3,680	(1,113)	(1,455)
(Incremento) disminución en otros activos, neto		(14,220)	(4,204)	18,398
Incremento (disminución) en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar, neto		5,134	12,546	(45,302)
(Disminución) incremento en provisiones, neto		(42,463)	(252)	16,249
Incremento (disminución) en otros pasivos, neto		1,088	(2,098)	20,348
Efectivo generado por actividades de operación		<u>682,076</u>	<u>701,247</u>	<u>358,850</u>
Impuestos a la utilidad pagados		<u>(57,090)</u>	<u>(115,013)</u>	<u>(118,552)</u>
Efectivo neto generado por actividades de operación		<u>624,986</u>	<u>586,234</u>	<u>240,298</u>

(Continúa)

		Por el año terminado el 31 de diciembre		
Notas	2018	2017	2016	
Flujos de efectivo de actividades de inversión:				
Adquisición de subsidiarias y activos, neto del efectivo adquirido	11	(19,954)	(147,638)	(1,512,248)
Aportaciones de capital en negocios conjuntos	10	(79,908)	(72,067)	(100,477)
Pago de contraprestación de las terminales marinas	1	(44,355)	(28,179)	—
Intereses recibidos		563	1,089	3,875
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo	14	(392,073)	(224,816)	(315,810)
Préstamos otorgados a partes relacionadas no consolidables		(134,661)	(505,997)	685
Cobros de préstamos a partes relacionadas no consolidables		42,275	8,152	8,262
Inversiones en valores a corto plazo		998	(1,001)	19,988
		<u>(627,115)</u>	<u>(970,457)</u>	<u>(1,895,725)</u>
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento:				
Emisión de acciones de oferta pública		—	—	1,602,586
Costo de emisión de acciones		—	—	(34,877)
Intereses pagados		(85,046)	(75,661)	(35,785)
Préstamos recibidos de partes relacionadas no consolidables	6	70,000	377,926	1,240,000
Pagos de préstamos recibidos de partes relacionadas no consolidables	6	(312,032)	(46,702)	(1,369,600)
Pagos de préstamos adquiridos en la compra de subsidiaria	11	—	(95,839)	—
Préstamos obtenidos por líneas de crédito bancarias		916,757	897,000	805,000
Pagos de préstamos bancarios por líneas de crédito		(304,395)	(1,257,531)	(459,463)
Emisión de deuda internacional	23	—	840,000	—
Costos de emisión de deuda	23	—	(32,609)	(2,400)
Pagos por recompra de acciones	26	(7,190)	—	—
Pagos de Certificados Bursátiles ("CEBURES")	23	(102,069)	—	—
Dividendos pagados	27	(210,000)	(200,000)	(140,000)
		<u>(33,975)</u>	<u>406,584</u>	<u>1,605,461</u>
(Disminución) incremento neto en efectivo y equivalentes de efectivo		<u>(36,104)</u>	<u>22,361</u>	<u>(49,966)</u>
Incremento (disminución) en efectivo restringido		29,537	(4,457)	46,849
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año		37,208	24,918	40,377
Efectos por cambios en el valor del efectivo en moneda extranjera		21,040	(5,614)	(12,342)
		<u>51,681</u>	<u>37,208</u>	<u>24,918</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año		<u>\$ 51,681</u>	<u>\$ 37,208</u>	<u>\$ 24,918</u>

Las notas adjuntas son parte de los Estados Financieros Consolidados.

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Por los años que terminaron el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016
(En miles de dólares estadounidenses, excepto en donde se indique lo contrario)

1. Información general y eventos relevantes

1.1. Información general

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. (“IEnova”) y Subsidiarias (en su conjunto, “IEnova o la Compañía”) han sido constituidas y tienen domicilio en México. Su matriz y última controladora es Sempra Energy (la Compañía “Controladora”), la cual está constituida y tiene su domicilio en los Estados Unidos de América (“Estados Unidos”). Su domicilio social y los lugares principales en donde opera se encuentran descritos en la Nota 41.

1.2. Eventos relevantes

1.2.1. Oferta Internacional (“Senior Notes”)

El 7 de diciembre de 2017, IEnova fijó el precio de dos emisiones de Senior Notes por un monto principal total de \$840.0 millones, las Senior Notes fueron ofrecidas y vendidas a través de una oferta privada a inversionistas institucionales calificados en los Estados Unidos de conformidad con la Norma 144A y fuera de los Estados Unidos de conformidad con la Regulación S de la Ley de Valores de los Estados Unidos de 1933, reformada (“la Ley de Valores”).

Las Senior Notes recibieron calificaciones de grado de inversión de Fitch Ratings (BBB+), Moody's Corporation (“Moody's”) (Baa1) y Standard & Poor's Global Ratings (“S&P”) (BBB). La Compañía utilizó los recursos netos de la oferta para el pago de deuda a corto plazo y para fines corporativos generales.

Las Senior Notes no podrán ser ofrecidas o vendidas en México sin la autorización de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (“CNBV”) de acuerdo con la Ley del Mercado de Valores y todas las regulaciones aplicables y el debido registro de las Senior Notes en el Registro Nacional de Valores mantenido por la CNBV; o en los Estados Unidos sin registro bajo la Ley de Valores o una exención de registro de la misma.

El 14 de diciembre de 2017, la Compañía realizó la emisión de Senior Notes internacionales compuesta por un monto principal de \$300.0 millones con una tasa de 3.75 por ciento con vencimiento en 2028 y de un monto principal de \$540.0 millones con una tasa de 4.88 por ciento con vencimiento en 2048. (Ver Nota 23.f.).

1.2.2. Oferta Global

El 13 de octubre de 2016, la Compañía realizó la Oferta Global, en la cual la Compañía emitió 380,000,000 de acciones ordinarias con un valor de \$80.0 pesos por acción. Después de la Oferta Global, se ejerció la opción de sobreasignación de acciones, el capital variable representa aproximadamente el 33.57 por ciento de la participación de IEnova.

El total recaudado, neto de gastos e impuestos correspondientes, es de \$29,941.0 millones de Pesos Mexicanos (aproximadamente \$1.6 billones de Dólares), los recursos fueron utilizados para pagos del crédito puente a su parte relacionada Sempra Global (“SEG”), utilizado para la compra del 50.0 por ciento de la participación en IEnova Pipelines, S. de R. L. de C. V. (“IEnova Pipelines”) perteneciente a Pemex Transformación Industrial (“Pemex TRI”), para financiar parte de la adquisición del parque eólico Ventika, así como gastos de inversión de capital y propósitos corporativos en general. (Ver Nota 26.2.).

Como resultado de la Oferta Global, la Compañía recaudó \$30,400.0 millones de Pesos Mexicanos y los costos de emisión ascendieron a \$659.5 millones de Pesos Mexicanos (\$34.8 millones de Dólares) (Ver Nota 26.2.).

La Compañía con la finalidad de completar la transacción que se menciona en la Nota 1.2.8., contrató cuatro contratos forward de tipo de cambio con vencimiento en octubre de 2016. Los efectos de estos forwards fueron de \$3.4 millones, y fueron reconocidos en el Estado Consolidado de Ganancias en el rubro de otras ganancias y pérdidas.

1.2.3. Certificados bursátiles (“CEBURES”)

El 8 de febrero de 2018, la Compañía realizó un pago de principal por un monto de \$1,300.0 millones de Pesos Mexicanos históricos, relacionados con la segunda colocación pública de CEBURES. (Ver Nota 23.a.).

Para esta deuda con vencimiento en 2018, la Compañía intercambió la tasa variable en Pesos Mexicanos a una tasa fija en Dólares, intercambiando pagos de capital e intereses, la Compañía recibió \$1,300.0 millones de Pesos Mexicanos, pagando con esto, \$102.2 millones de Dólares. Este pago dio por terminado el instrumento de cobertura contratado así como el pasivo por CEBURES. (Ver Nota 23.a.).

1.2.4. Contratos de crédito.

El 21 de agosto de 2015, IEnova como deudor, contrató una línea de crédito revolvente por \$400.0 millones, con un grupo sindicado de cuatro bancos incluyendo Banco Santander (México), S. A. (“Santander”), Bank of Tokyo Mitsubishi (“Bank of Tokyo”), The Bank of Nova Scotia y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (“SMBC”). El crédito revolvente tiene las siguientes características:

- i. Denominado en dólares.
- ii. El plazo de vencimiento es de doce meses, con opción de prorrogarse hasta por cinco años.
- iii. El financiamiento se utilizó para pagar y cancelar los créditos contraídos en 2014 con Santander y SMBC, así como para financiar capital de trabajo y para propósitos corporativos en general.

Reestructuración del contrato de crédito y nuevo contrato de crédito

El 22 de diciembre de 2015, la Compañía realizó un convenio modificatorio al contrato de crédito, en relación con el crédito de cuenta corriente no garantizado vigente con Banco Nacional de México Banamex, S. A., (“Banamex”), SMBC, como Agente Administrador, y las instituciones financieras, como prestamistas, (el “Contrato de Crédito”), con los que se acordó aumentar el monto de la línea de crédito disponible del Contrato de Crédito a una cantidad máxima de \$600.0 millones, partiendo del monto máximo previamente autorizado de \$400.0 millones. (Ver Nota 22.a.).

El 3 de noviembre de 2016, la Compañía realizó un segundo convenio modificatorio, en relación con el contrato de crédito de cuenta corriente anteriormente mencionado, en el cual Bank of America, N. A. (“BofA”), BBVA Bancomer S. A., (“Bancomer”) Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA Bancomer y Mizuho Bank LTD. (“Mizuho”), se unieron como nuevos prestamistas y en conjunto con los ya existentes, se acordó aumentar el monto de la línea del Contrato de Crédito a un máximo de \$1,170.0 millones, partiendo del máximo de \$600.0 millones previamente autorizados. (Ver Nota 22.a.).

1.2.5. Contrato de crédito y reembolso para la emisión de cartas de crédito standby (“LOCF”, por sus siglas en inglés)

El 22 de enero de 2018, con el fin de ser más eficiente en el proceso de emisión de cartas de crédito que son requeridas por entidades gubernamentales o terceros con quien contrate la Compañía, IEnova celebró, con un grupo sindicado de bancos integrado por Banamex, SMBC, Bancomer, Scotiabank Inverlat, S. A. (“Scotiabank”), Mizuho, BNP Paribas, S. A. y Santander, un contrato de crédito y

reembolso para la emisión de cartas de crédito, hasta por una cantidad de \$1,000.0 millones de Dólares que tendrá vigencia de cinco años.

- i. El acuerdo, entre otras cosas, permitirá a IEnova tener mayor agilidad en los procesos administrativos para la expedición o renovación de cartas de crédito y contar con un proceso único y homogéneo para la emisión de todas las cartas.
- ii. El LOCF y las cartas de crédito que se emitan al amparo de este contrato no constituyen deuda a cargo de IEnova.

1.2.6. Contrato de crédito revolving.

El 30 de noviembre de 2018 la Compañía, celebro un acuerdo de crédito en cuenta corriente con SEG por la cantidad de hasta \$320.0 millones, con vencimiento en el mes de agosto de 2020. Los fondos serán utilizados para capital de trabajo, inversiones y otros propósitos corporativos generales.

1.2.7. Plan de venta y comercialización de TDM

En febrero de 2016, la administración de la Compañía aprobó el plan de venta y comercialización de TDM, una planta termoeléctrica de gas natural con una capacidad de 625-Megawatts (“MW”), ubicada en Mexicali, Baja California, México.

1.2.7.1. Cambios en el plan de venta de TDM

El 1 de junio de 2018, la administración de la Compañía formalizó la decisión de suspender la venta de TDM, y los activos y pasivos que previamente se clasificaron como mantenidos para la venta se reclasificaron como disponibles para su uso, y se reanudó la depreciación. (Ver Nota 12.).

1.2.8. Acuerdo de compra de la participación remanente en IEnova Pipelines, (“anteriormente Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V”) de Petróleos Mexicanos (“Pemex”)

Con fecha 31 de julio del 2015, la Compañía anunció un acuerdo con Pemex para la compra del 50.0 por ciento de la participación accionaria de Pemex en IEnova Pipelines por un monto de \$1,325 millones. Los activos involucrados en la adquisición incluyen tres ductos de gas natural; un ducto de gas etano; un ducto de gas licuado petroleo (“GLP”) y una terminal de almacenamiento de GLP. Bajo los términos del acuerdo, Pemex y IEnova deben mantener su asociación existente en el proyecto del ducto Los Ramones II Norte a través de la compañía controladora del proyecto Ductos y Energéticos del Norte, S. de R. L. de C. V. (“DEN”).

El 14 de septiembre de 2015, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas aprobó la compra del 50.0 por ciento de la participación accionaria de Pemex en IEnova Pipelines.

La resolución de la Comisión Federal de Competencia Económica (“COFECE”) en relación al acuerdo de compra de la participación restante en IEnova Pipelines de Pemex.

En diciembre de 2015, la COFECE rechazó la transacción de compra de la participación de Pemex en el capital de IEnova Pipelines en los términos propuestos. Las partes reestructuraron la transacción de manera que Pemex cumpla con lo establecido por la COFECE.

En julio de 2016, IEnova anunció que llegó a un acuerdo con Pemex TRI para reestructurar la operación de compra de la participación de Pemex en IEnova Pipelines que fue objetado por la COFECE en diciembre de 2015. Este acuerdo permitió que i) Pemex TRI satisficiera las condiciones impuestas por la COFECE en relación con su participación indirecta en los activos conocidos como Gasoducto San Fernando y el Ducto de GLP TDF y que ii) IEnova adquiriera la participación de Pemex TRI en IEnova Pipelines una vez que tales condiciones fueron satisfechas.

El 21 de septiembre de 2016, la COFECE autorizó a IEnova la adquisición del 50.0 por ciento del capital social de IEnova Pipelines (“adquisición de IEnova Pipelines”), la cual era propiedad de Pemex TRI.

El 26 de septiembre de 2016, se completó la adquisición de IEnova Pipelines a través de IEnova Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V. ("IGH"), subsidiaria de IEnova, por lo tanto, la Compañía es ahora propietaria del 100 por ciento de las acciones de IEnova Pipelines. El precio final de la transacción fue de \$1,077.6 millones, neto del efectivo adquirido. El negocio conjunto entre IEnova Pipelines y Pemex TRI permaneció después de la adquisición como fue originalmente acordado, cada uno con una tenencia del 50.0 por ciento de las acciones de DEN. IEnova y Pemex TRI, a través de DEN, continuaron con su negocio conjunto en infraestructura energética, en la construcción del gasoducto Los Ramones Norte y potencialmente desarrollarán nuevos proyectos. Ver Nota 1.2.9. para el financiamiento de dicha transacción y ver Nota 1.2.11. para acuerdo de compra de DEN.

IEnova Pipelines ha sido incluida en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía desde la fecha de adquisición (26 de septiembre de 2016). (Ver Nota 11.1.).

1.2.9. Crédito puente para la adquisición de IEnova Pipelines

- a. El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo con SEG, parte relacionada no consolidable, por un monto de \$800.0 millones. El préstamo tiene las siguientes características:

- i. Denominado en dólares.
- ii. Dos meses de plazo.
- iii. Utilizado para financiar la adquisición de IEnova Pipelines.

En octubre 2016, la Compañía pagó el crédito puente.

- b. El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo con Semco Holdco, S. de R. L. de C. V. ("SEMCO"), parte relacionada no consolidable, por un monto de \$350.0 millones. El préstamo tiene las siguientes características:

- i. Denominado en dólares.
- ii. Dos meses de plazo.
- iii. Utilizado para financiar la adquisición de IEnova Pipelines.

En octubre de 2016, SEMCO compró acciones de IEnova; emitidas en la oferta pública de capital ("Oferta Global"). SEMCO adquirió 83,125,000 acciones, a un valor de \$80.0 Pesos Mexicanos por acción, el monto total de esta transacción fue de aproximadamente \$350.0 millones, equivalentes al monto de este préstamo, por lo tanto, SEMCO liberó a IEnova de la obligación de pago de este préstamo, como forma de pago de las acciones.

1.2.10. Acuerdo de adquisición del parque eólico Ventika

El 2 de septiembre de 2016, la Compañía acordó la adquisición de IEnova Ventika Holding, B. V. ("anteriormente, Fistera Energy Netherlands III, B. V."), IEnova Ventika Holding II, B. V. ("anteriormente, Fistera Energy Netherlands, IV B. V."), IEnova Ventika México, S. de R. L. de C. V. ("anteriormente, Fistera Energy México III, S. de R. L. de C. V."), IEnova Ventika México II, S. de R. L. de C. V. ("anteriormente, Fistera Energy México IV, S. de R. L. de C. V."), Ventika, S. A. P. I. de C. V., y Ventika II, S. A. P. I. de C. V. (en conjunto "Ventika"), un parque eólico con una capacidad instalada de 252-MW, localizado en el estado de Nuevo León, México. Ventika fue desarrollado en conjunto por Fistera Energy y Cementos Mexicanos, S. A. de C. V. La construcción fue terminada en diciembre del 2015 y comenzó operaciones comerciales en abril de 2016.

Esta transacción fue aprobada en Asamblea General Extraordinaria de Accionistas el 7 de octubre de 2016.

En diciembre de 2016, la COFECE autorizó la adquisición del 100.0 por ciento Ventika. El 14 de diciembre de 2016, se completó esta adquisición a través de Controladora Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V. ("CSJ"), subsidiaria de IEnova. El precio total de la transacción fue de \$434.7 millones más la adjudicación de una deuda por \$485.3 millones.

Los préstamos vencen en marzo de 2032 y devengan una tasa de interés fija equivalente a la tasa de oferta interbancaria de Londres (“LIBOR”, por sus siglas en inglés) más un incremental que oscila entre el 3.03 por ciento al 3.93 por ciento, las cuales varían considerando los términos del préstamo. Para moderar la exposición en la tasa de interés asociado con la variabilidad de flujos de efectivo, Ventika contrató coberturas (“swap”) de tasa de interés flotante hasta por el 92.0 por ciento del monto total del préstamo.

Ventika ha sido incluida en los Estados Financieros Consolidados a partir de la fecha de adquisición (14 de diciembre de 2016). (Ver Nota 11.2.).

1.2.11. Acuerdo de compra de DEN

El 6 de octubre de 2017, la Compañía anunció el acuerdo para la adquisición de la participación de Pemex TRI en DEN.

El 10 de noviembre de 2017, la COFECE autorizó la transacción. El precio de compra pagado fue por \$164.8 millones (excluyendo \$17.2 millones de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos en la transacción) el cual incluye una deuda existente por \$95.8 millones y el monto de financiamiento proporcional del Gasoducto Los Ramones II Norte por \$289.0 millones. La deuda mencionada anteriormente no se consolida en los Estados Financieros Consolidados de IEnova.

Esta adquisición incrementa la participación indirecta de IEnova en el Gasoducto Los Ramones II Norte, de 25.0 por ciento a 50.0 por ciento, a través de TAG Norte Holding, S. de R. L. de C. V. (“TAG”).

Ver Notas 10.4., 10.5. y 11.3.

1.2.12. Constitución de fondo de compra de acciones propias

El 14 de junio de 2018, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Compañía aprobó la constitución de un fondo de compra de acciones propias, considerando un monto máximo para dicho fin correspondiente al ejercicio anual 2018, un monto de hasta la cantidad de \$250.0 millones, cantidad que no excede el saldo total de las utilidades netas de la Compañía, incluyendo las retenidas, según dichas utilidades netas constan en los Estados Financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio anual de 2017, debidamente aprobados mediante Asamblea General Ordinaria de Accionistas, de fecha 27 de abril de 2018. (Ver Nota 26.).

1.2.13. Proyectos en desarrollo

a. Ducto Marino

En junio de 2016, Infraestructura Marina del Golfo, S. de R. L. de C. V. (“IMG”), un negocio conjunto formado entre IEnova y TransCanada Corporation (“TransCanada”), en el cual TransCanada participa con el 60.0 por ciento de inversión en el capital y IEnova mantiene el 40.0 por ciento remanente de inversión en el capital; resultó ganador del proceso de licitación para la construcción de un gasoducto marino del Sur de Texas a Tuxpan; por lo que firmó con la Comisión Federal de Electricidad (“CFE”) un contrato de transporte de gas natural por 25 años. IMG será responsable del desarrollo, construcción y operación del ducto de 42 pulgadas de diámetro, con capacidad de 2,600 Millones de Pies Cúbicos por Día (“MMPCPD”) y una longitud aproximada de 800 Kilómetros (“km”). El proyecto requerirá de una inversión aproximada de \$2.4 billones, equivalente a \$1.0 billones, respecto el 40 por ciento de participación que tiene IEnova, el inicio de operaciones estimado será a principios del segundo trimestre de 2019. (Ver Nota 10.3.).

b. *Proyecto La Rumurosa Solar y Proyecto Tepezalá II Solar*

El 28 de septiembre de 2016, la Compañía, resultó ganadora de dos proyectos solares licitados por el Centro Nacional de Control de Energía (“CENACE”), El Complejo Solar la Rumorosa (“La Rumorosa”) y el Complejo Solar Tepezalá II (“Tepezalá II”), con una capacidad de aproximadamente 41 MW, ubicado en Baja California, México, y con una capacidad de aproximadamente 100 MW, ubicado en el estado de Aguascalientes, México, respectivamente. El proyecto Tepezalá II se desarrollará en conjunto con Trina Solar Holdings, B. V. (“Trina Solar”), quien tendrá el 10 por ciento de la participación en este proyecto.

La Compañía a través de sus subsidiarias será responsable del desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de estos proyectos, incluyendo la obtención de permisos, derechos, financiamientos y la adquisición de terrenos. La inversión estimada de estos proyectos es de \$150.0 millones y se estima que el inicio de operaciones comerciales sea en el primer trimestre del 2019 y segundo trimestre de 2019, respectivamente.

Trina Solar tiene la opción de vender su participación en el proyecto al final del periodo de construcción, antes del inicio de operación comercial.

c. *Proyecto Pima Solar*

En marzo de 2017, la Compañía, a través de una de sus subsidiarias firmó un contrato de suministro eléctrico por 20 años con Deacero, S. A. P. I. de C. V. para suministrarle energía, certificados de energía limpia y potencia generados en una nueva central solar fotovoltaica, ubicada en el municipio de Caborca, Sonora, México.

La Compañía será responsable de la total implementación del proyecto, incluyendo la obtención de los permisos, la adquisición de los terrenos y derechos de vía, la ingeniería, procura, construcción, financiamiento, operación y mantenimiento.

La central solar fotovoltaica tendrá una capacidad de 110 MW. La inversión estimada para este proyecto es de \$115.0 millones. Se estima que la fecha de operación comercial será durante el primer trimestre de 2019.

d. *Proyecto Terminal marina en Veracruz y terminales terrestres*

El 12 de julio de 2017, la Compañía ganó el concurso convocado por la Administración Portuaria Integral de Veracruz, S. A. de C. V. (“API de Veracruz”) para la cesión de derechos concesionados durante 20 años de un área para construir y operar una terminal marina de recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos.

De acuerdo a lo establecido en las bases del concurso, la Compañía pagó una cuota inicial única equivalente al monto en Pesos que se ofreció como contraprestación por el derecho de construir, usar, aprovechar y explotar la terminal marina en Veracruz, en dos exhibiciones, cada una de ellas por el 50.0 por ciento del monto total, el primer pago equivalente a \$500.0 millones de Pesos (\$28.2 millones de dólares) fue realizado el día 1 de agosto de 2017, previo a la celebración del contrato de cesión de derechos concesionados, según lo establecido en las bases del concurso.

El 3 de agosto de 2017, la Compañía firmó el contrato de cesión de derechos concesionados con la API de Veracruz, con duración de 20 años, para desarrollar, construir y operar la terminal marina referida. Dicho contrato incluye la cesión durante 2018 del predio sobre el mar donde se construirá la terminal.

Con una inversión aproximada de \$170.0 millones, la terminal tendrá una capacidad de 2,100,000 barriles y se estima inicie operación en el cuarto trimestre de 2019.

Adicionalmente, la Compañía construirá y operará dos terminales de almacenamiento de productos refinados que estarán ubicadas estratégicamente en la zona de Puebla y la Ciudad de México y cuya capacidad inicial será de aproximadamente 650,000 barriles, cada una. Con una inversión aproximada de \$145.0 millones, las dos terminales terrestres entrarán en operación en el primer trimestre de 2020.

La Compañía será responsable de la implementación de los proyectos, incluyendo la obtención de los permisos, ingeniería, procura, construcción, operación, mantenimiento, financiamiento y prestación de los servicios.

El 29 de julio de 2017, la Compañía firmó contratos por capacidad en base firme, a largo plazo y denominado en Dólares con Valero Marketing and Supply de México, S. A. de C. V. ("Valero") para la recepción, almacenamiento y entrega de hidrocarburos en la terminal marina de Veracruz y para las dos terminales terrestres que serán construidas en Puebla y la Ciudad de México, por un periodo de veinte años, los contratos son denominados en dolares.

Valero planea importar productos refinados como gasolina, diésel y turbosina y almacenarlos en la Terminal Marina de Veracruz. Localmente, los productos serán distribuidos mediante auto-tanque; y transportados a Puebla y la Ciudad de México mediante ferrocarril.

Una vez iniciada la operación comercial, y sujeta a todas las autorizaciones regulatorias y corporativas correspondientes, así como la aprobación de la API de Veracruz, Valero tendrá la opción de adquirir el 50 por ciento de la participación en cada una de las tres terminales.

El 8 de enero de 2018, ESJ Renovable III, S. de R. L. de C. V. ("ESRJIII") pagó a la API de Veracruz, el 50 por ciento remanente de la contraprestación pactada por un monto de \$500.0 millones de pesos (\$25.9 millones de dólares) por el derecho de construir, usar, aprovechar y explotar la terminal marina en Veracruz, México.

El 22 de noviembre de 2018, ESJRIII firmó un contrato con la API de Veracruz por un terreno, el cual se destinara exclusivamente para la construcción y operación de un patio ferroviario y sus vialidades respectivas y concluirá el 11 de junio de 2038.

e. *Central de generación eólica*

El 16 de Noviembre de 2017, IEnova a través de Energía Sierra Juárez 2 U. S., LLC., firmó un contrato de suministro de energía por 20 años con San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E"), parte relacionada no consolidable. El contrato se suministrará a través de una nueva central de generación eólica que se ubicará en el municipio de Tecate, en Baja California, México. El proyecto tendrá una capacidad de 108 MW y requiere una inversión aproximada de \$150.0 millones.

El desarrollo del proyecto está sujeto a la obtención de autorizaciones regulatorias, incluyendo de parte de la Public Utilities Commission de California y la Federal Energy Regulatory Commission de los Estados Unidos; así como a la obtención de diversas autorizaciones por parte de los acreedores y socios.

f. *Contrato a largo plazo para compraventa de energía eléctrica*

El 28 de febrero de 2018, la Compañía firmó un contrato con varias subsidiarias de El Puerto de Liverpool, S. A. B. de C. V. ("Liverpool"), por un plazo de 15 años, el cual incluye la compraventa de energía eléctrica, que será generada en una nueva planta de energía solar que se localizará en el municipio de Benjamín Hill en el Estado de Sonora, México. La planta tendrá capacidad para suministrar a Liverpool y a otros grandes consumidores de energía. La Compañía desarrollará, construirá y operará el proyecto, con una capacidad de 125 MW y una inversión de \$130.0 millones aproximadamente, se estima que la fecha de operación comercial será durante el segundo semestre de 2019. (Ver Nota 11.4.).

g. *Terminal marina en Baja California, México*

El 12 de abril de 2018, la Compañía anunció un proyecto para desarrollar, construir y operar una terminal marina, la cual se localizará 23 km al Norte de Ensenada, Baja California, México. La capacidad inicial de almacenamiento será de un millón de barriles. La inversión será de aproximadamente \$130.0 millones. Se espera que la terminal inicie operación comercial en el cuarto trimestre del 2020.

El 12 de abril de 2018, la Compañía firmó un contrato de largo plazo con la empresa Chevron Combustibles de México S. de R. L. de C. V., subsidiaria de Chevron Corporation (“Chevron”), por aproximadamente el 50 por ciento de la capacidad de almacenamiento de la terminal. Adicionalmente, otra subsidiaria de Chevron tendrá la opción de adquirir el 20 por ciento del capital de la terminal una vez que esta entre en operación comercial. La opción no cumple con la definición de un instrumento de capital según la IAS 32 y, por lo tanto, está dentro del alcance de la IFRS 9 como un instrumento financiero clasificado como pasivo, se requiere que la opción se reconozca inicialmente a su valor razonable. Sin embargo, el valor razonable de la opción en la fecha de vigencia del acuerdo es mínimo, ya que el precio de ejercicio de la opción es cercano a su valor razonable, por lo que la Compañía no registrará un ajuste de valor razonable.

El 14 de marzo de 2018, la Compañía también firmó un segundo contrato a largo plazo para el almacenamiento y entrega de hidrocarburos con BP Estaciones y Servicios Energéticos, S. A. de C. V. (“BP”), subsidiaria de BP P. L. C. (“BP LC”), por el 50 por ciento restante de la capacidad de almacenamiento de la terminal.

h. *Terminal marina en Topolobampo, Sinaloa, México*

El 8 de julio de 2018, la Compañía ganó el concurso convocado por la Administración Portuaria Integral de Topolobampo, S. A. de C. V., (“API Topolobampo”) para la cesión de derechos concesionados de un área para construir y operar una terminal marina de recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos y otros fluidos, durante 20 años.

La Terminal se localizará en Topolobampo, Sinaloa, México con una capacidad inicial de almacenamiento de un millón de barriles, para almacenar principalmente gasolina y diésel. Se espera la terminal tenga una inversión de alrededor de \$150.0 millones y que inicie operaciones comerciales en el cuarto trimestre del 2020.

En septiembre y octubre de 2018, la Compañía anunció la firma de dos contratos de largo plazo, denominados en dólares, con subsidiarias de Chevron y Marathon Petroleum Corporation (“Marathon”) para el almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diésel, en la terminal de recibo, almacenamiento y entrega en Topolobampo, Sinaloa, México.

Los acuerdos permitirán a ambos, Chevron y Marathon, utilizar aproximadamente el 50.0 por ciento de la capacidad inicial de un millón de barriles de almacenamiento de la terminal. Adicionalmente, otra subsidiaria de Chevron tendrá la opción de adquirir hasta el 25.0 por ciento de la terminal una vez que ésta entre en operación comercial. La opción no cumple con la definición de un instrumento de capital según la IAS 32 y, por lo tanto, está dentro del alcance de la IFRS 9 como un instrumento financiero clasificado como pasivo, se requiere que la opción se reconozca inicialmente a su valor razonable. Sin embargo, el valor razonable de la opción en la fecha de vigencia del acuerdo es mínimo, ya que el precio de ejercicio de la opción es cercano a su valor razonable, por lo que la Compañía no registrará un ajuste de valor razonable.

De acuerdo a lo establecido las bases del concurso, la Compañía deberá cubrir una cuota inicial única en pesos como contra prestación por el derecho de construir, aprovechar y explotar la terminal marina en Topolobampo, pagadera en dos exhibiciones cada una de ellas por el 50.0 por ciento del monto total. El primer pago equivalente a \$350.5 millones de Pesos (\$18.4 millones de Dólares) fue realizado en julio de 2018.

i. *Terminal marina en Manzanillo, Colima, México*

El 26 de septiembre de 2018, la Compañía firmó un contrato de largo plazo con Trafigura México, S. A. de C. V. (“Trafigura”) por 740 mil barriles, equivalentes al 50.0 por ciento de la capacidad de almacenamiento de la terminal.

El 28 de septiembre de 2018, la Compañía anunció un proyecto para desarrollar, construir y operar una terminal marina para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diésel, la cual se localizara en Manzanillo, Colima, México. En su etapa inicial se espera que la terminal cuente con una capacidad de almacenamiento de 1.48 millones de barriles. Se estima una inversión en el proyecto de aproximadamente \$200.0 millones y se espera, sujeto a los tiempos de obtención de permisos, comience operaciones en el cuarto trimestre del 2020.

Como parte de los acuerdos, la Compañía también completó la adquisición del 51 por ciento del capital de ICM Ventures Holding B. V. (“ICM”), propietaria de los terrenos donde se construirá la terminal. Compañías afiliadas a Trafigura tienen el 49.0 por ciento de participación en el proyecto. (Ver Nota 11.6.).

j. *Proyecto de licuefacción de gas natural*

El 7 de noviembre de 2018, la Compañía anunció, junto con Sempra LNG & Midstream, la firma de tres acuerdos con empresas afiliadas de Total S.A. y Mitsui & Co., Ltd. y Tokyo Gas Co., Ltd. para la capacidad total de la primera fase del proyecto de gas natural licuado de Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. (“ECA”) ubicado en Ensenada, Baja California, México.

La primera fase del proyecto consiste en un tren de licuefacción ubicado adyacente a la terminal de recibo de gas natural licuado (“GNL”), existente y que se espera producirá aproximadamente 2.4 millones de toneladas al año.

Los tres acuerdos preliminares para la primera fase del proyecto prevén que las partes negociarán y finalizarán acuerdos definitivos de compra-venta de gas natural licuado a 20 años. La decisión final de inversión para este proyecto está programada para el cuarto trimestre de 2019 con posibles primeras ventas de GNL en 2023.

k. *Contrato de compraventa de energía.*

El 17 de diciembre de 2018, la Compañía, a través de una de sus subsidiarias firmó un contrato de suministro eléctrico por 15 años con Compañía Minera Autlán, S.A.B. de C.V., (“Autlán”), para suministrarle energía por 1,175MW, generada en una central solar fotovoltaica.

Se estima que la fecha de operación comercial será durante el cuarto trimestre de 2019.

1.2.14 *Otros asuntos*

a. *Reforma energética.*

El 20 de diciembre de 2013, el Presidente de la República firmó el decreto de reforma constitucional en materia energética, el cual fue aprobado por el Congreso de la Unión y la mayoría de los congresos estatales. Con la reforma se modifican los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, con lo que ahora se permite la inversión privada en los sectores de exploración y producción de hidrocarburos, petroquímica, refinación, transporte, almacenamiento y distribución de productos petrolíferos y en transmisión y distribución de electricidad. El 11 de agosto de 2014 se promulgaron las leyes secundarias derivadas de la reforma y el 31 de octubre de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación los reglamentos más relevantes de la misma. En 2015 y 2016, se realizaron implementaciones de esta reforma, la Comisión Reguladora de Energía (“CRE”) emitió una regulación particular en materia de gas natural, electricidad y energías renovables, en donde el Centro Nacional de Control del Gas Natural (“CENEGAS”) y el CENACE

comenzaron a funcionar como operadores independientes del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (“SISTRANGAS”), Sistema Nacional de Electricidad, Pemex y CFE tuvieron reestructuraciones corporativas importantes.

b. *Calificaciones crediticias*

El 30 de noviembre de 2017, S&P otorgó a la Compañía la calificación crediticia corporativa, en escala global de BBB, la perspectiva de esta calificación es estable y, Fitch Ratings otorgó a IEnova las calificaciones crediticias de largo plazo, en moneda local y extranjera de BBB+, la perspectiva de estas calificaciones es estable.

El 19 de noviembre de 2018, Fitch Ratings confirmó la calificación crediticia de BBB otorgada en 2017. S&P Global Ratings reafirmó la calificación crediticia corporativa a escala global de IEnova de BBB y revisó su perspectiva global de estable a negativa debido a una acción similar en Sempra Energy. Como resultado, la calificación crediticia local de IEnova cambió de AAA a AA+.

1.3 *Actividades*

La Compañía opera en el sector energético. La Compañía está organizada en dos segmentos operativos separados, Gas y Electricidad. Los montos identificados como Corporativo corresponden a IEnova como entidad controladora. (Ver Nota 28.).

El segmento de Gas desarrolla, posee y opera o tiene participación en ductos de gas natural, GLP y un etanoducto, almacenamiento de GLN y GLP, transporte, distribución y venta de gas natural, en los estados de Baja California, Sonora, Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, Durango, Tamaulipas, Chiapas, San Luis Potosí, Tabasco, Veracruz, Nuevo León y Jalisco, México. Además posee y opera una unidad de GNL en Baja California, México para la importación, almacenamiento y regasificación de GNL.

El segmento de Electricidad tiene en desarrollo proyectos de energía solar en México localizados en Baja California, Aguascalientes, Sonora y Chihuahua, además posee y opera una planta termoeléctrica de gas natural que incluye dos turbinas de gas y una turbina de vapor en Baja California, México, también posee un parque eólico localizado en el estado de Nuevo León, México, además tiene participación en un proyecto de energía renovable, un negocio conjunto en Baja California, México, ambos proyectos de energía renovable utilizan los recursos eólicos para suministrar energía a clientes en México y en los Estados Unidos, respectivamente.

La Compañía desarrolla terminales marinas y terrestres para el recibo, almacenamiento y entrega de hidrocarburos, dichas terminales estarán ubicadas en Veracruz, Ciudad de México, Puebla, Baja California, Sinaloa y Colima, México.

La Compañía obtuvo la autorización correspondiente por parte de la Comisión Reguladora de Energía ("CRE") para la realización de estas actividades.

Estacionalidad de operaciones. La demanda de los segmentos de Gas y Electricidad tiene variaciones estacionales. Para el Segmento de Gas, la demanda de gas natural es mayor en época de verano e invierno. Para el Segmento de Electricidad, la demanda del servicio de suministro de energía eléctrica es mayor durante la época de clima cálido.

1.3.1 *Segmento de Gas.*

Las subsidiarias de la Compañía incluidas a este segmento son:

- a. Ecogas México, S. de R. L. de C. V. (“ECO”) se dedica a la distribución y venta de gas natural para uso industrial, residencial y comercial en tres zonas de distribución: Mexicali (con servicio en la ciudad de Mexicali), Chihuahua (con servicio en las ciudades de Chihuahua, Delicias, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango (con servicio en las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango), mediante un sistema de ductos de aproximadamente 3,925 km de largo.

Durante 1996, 1997 y 1999, la CRE, otorgó los primeros permisos de distribución de gas natural a ECO en las zonas de distribución de Mexicali, Baja California, Chihuahua, Chihuahua y La Laguna-Durango, bajo las cuales ECO recibe, transporta, distribuye y vende gas natural a través de un sistema de ductos.

En mayo de 2009, la CRE aprobó el tercer plan quinquenal de ECO para las zonas de distribución de Chihuahua, Chihuahua y Mexicali, Baja California, y en junio de 2010 para la zona de distribución local de La Laguna, Durango. Adicionalmente, en 2016, la CRE autorizó el ajuste a las tarifas autorizadas para ser aplicadas en el plan de cinco años para las zonas de distribución local de Chihuahua, Chihuahua y La Laguna, Durango y en 2018 una actualización de tarifas de acuerdo al porcentaje de inflación anual. Los planes quinquenales no incluyen compromisos sobre un número mínimo de clientes. Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, ECO cuenta con aproximadamente 122,000, 120,000 y 119,000 clientes, respectivamente.

- b. Servicios DGN de Chihuahua, S. A. de C. V. (“SDGN”) se dedica a prestar servicios administrativos y operativos a otras subsidiarias del grupo.
- c. IEnova Gasoductos México, S. de R. L. de C. V. (“IGM”) se dedica a la adquisición y suscripción de cualquier tipo de participación en el capital social de cualquier tipo de empresas, cuyas subsidiarias se dedican a la compresión, almacenamiento y transporte de gas natural y GLP, así como en la prestación de todo tipo de servicios relacionados con dichas actividades, incluyendo la coordinación, asesoría y supervisión para la construcción y desarrollo de proyectos de infraestructura energética.

Se dedica principalmente a la compresión de gas natural utilizando equipos de compresión ubicados en Naco, Sonora (también conocida como la Estación de Compresión Naco).

En 2001, IGM celebró un acuerdo con Pemex TRI para proveer servicios de compresión de gas natural por un periodo de 20 años. El contrato podrá ser prorrogado hasta por 5 años adicionales de mutuo acuerdo entre IGM y Pemex TRI.

- d. Gasoductos de Aguaprieta, S. de R. L de C. V. (“GAP”), subsidiaria de IEnova Gasoductos México, se constituyó el 4 de julio de 2001 y comenzó sus operaciones el 20 de noviembre de 2002. GAP se dedica principalmente al transporte de gas natural.

El 19 de julio de 2002, GAP obtuvo su permiso de transporte de gas natural otorgado por la CRE. La duración del permiso es de 30 años y es renovable cada 15 años.

El 28 de junio de 2002, GAP celebró un contrato por 25 años, para la transportación de gas con EPEMM, una parte relacionada hasta abril de 2010. El gasoducto inicia en la frontera de Arizona, Estados Unidos, y se extiende hasta la central termoeléctrica llamada “Naco-Nogales”, que es propiedad de Power and Energy Naco Nogales, S. A. de C. V., ubicada en Agua Prieta, Sonora, México.

Gasoducto Sonora: En octubre de 2012, GAP obtuvo dos contratos con la CFE para construir y operar un sistema de ductos de aproximadamente 835 km para transportar gas natural conectando el Noroeste Mexicano en los estados de Sonora y Sinaloa (“Gasoducto del Noroeste”, también conocido como “Gasoducto Sonora”) con el gasoducto interestatal de Estados Unidos.

El Gasoducto Sonora comprende dos segmentos; el primero (Sásabe-Guaymas), un ducto con una longitud de aproximada de 505 km y 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 770 MMPCPD; y el segundo segmento (Guaymas-El Oro), un ducto con una longitud aproximada de 330 km y 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 510 MMPCPD, el Gasoducto Sonora inició operaciones comerciales el 19 de mayo de 2017.

El 18 de agosto de 2014, la CFE otorgó el certificado de cumplimiento para el segmento de construcción Sásabe-Puerto Libertad. Los primeros 220 km, del primer segmento fueron puestos en operación en el cuarto trimestre de 2014, los siguientes 285 km del primer segmento (Puerto Libertad-Guaymas) se puso en operación durante el tercer trimestre de 2015.

La capacidad del Gasoducto Sonora esta contratada con la CFE bajo dos contratos de transporte por 25 años, denominados en dólares.

Gasoducto Ojinaga - El Encino: En diciembre de 2014, GAP suscribió el contrato de servicios de transporte de gas natural por un período de 25 años con la CFE. LA CFE contrató el 100 por ciento de la capacidad de transporte del Gasoducto Ojinaga por 1.4 billones de Pies Cúbicos por Día ("PCPD"). Un ducto de 42 pulgadas de diámetro, con aproximadamente 220 km de longitud. Este segmento inició operaciones comerciales el 30 de junio de 2017.

Gasoducto San Isidro - Samalayuca: Durante 2015, la Compañía a través de su subsidiaria GAP, fue declarada ganadora de un contrato de licitación por parte de la CFE de un contrato de servicio del transporte de gas natural a través de ductos, de San Isidro a Samalayuca en el estado de Chihuahua. Dicho proyecto consiste en la instalación de un sistema de transporte con capacidad de 3 billones de PCPD a través de un ducto de 23 km con una capacidad de 1,135 MMPCPD de gas natural. El sistema suministrará gas natural a la planta de generación de ciclo combinado Norte III, e interconectara con los siguientes sistemas: Gasoductos de Chihuahua, Gasoducto Tarahumara y el gasoducto Samalayuca-Sásabe. Este segmento inició operaciones comerciales el 31 de marzo de 2017. El vencimiento del contrato con la CFE es por 25 años.

Gasoducto Ramal Empalme: En mayo de 2016, IEnova celebró un contrato de servicio de transporte de gas natural con la CFE por un período de 21 años, denominado en dólares, por el 100 por ciento de la capacidad de transporte del gasoducto Ramal Empalme, equivalente a 226 MMPCPD de gas natural con una longitud de 20 km. Este segmento inició operaciones comerciales el 24 de junio de 2017.

Gasoducto Rosarito, ("GRO") se dedica a la prestación de servicios de transporte de gas natural, sirviendo las necesidades energéticas de Baja California, México. GRO opera el sistema de transporte compuesto de tres ductos de gas natural (Rosarito Mainline, LNG Spur y Yuma Lateral) y dos estaciones de compresión de 32,500 Caballos de Fuerza ("HP", por sus siglas en inglés) situada en Baja California, México. La longitud total del sistema GRO es aproximadamente 302 km.

El sistema inicia en la interconexión con El Paso Natural Gas Co. gasoducto cercano a Ehrenberg, Arizona, Estados Unidos ("Gasoducto Bajanorte"), y termina en el sur de Tijuana, Baja California, México en la interconexión con el gasoducto de la Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R. L. de C. V. ("TGN", compañía subsidiaria). La parte mexicana de la tubería comienza en la interconexión en Algodones con Gasoducto Bajanorte y viaja a través de Mexicali y Tecate, terminando en la interconexión con TGN. Estos tres gasoductos operan bajo permiso de transporte emitido por la CRE.

Rosarito Mainline: Este sistema fue puesto en servicio originalmente en agosto de 2002 para el suministro de gas natural de los Estados Unidos a varias centrales eléctricas y clientes industriales en el mercado de Baja California, México. Este sistema es un gasoducto de 30 pulgadas de diámetro, con una longitud aproximada de 225 km y una capacidad de transporte de 534 MMPCPD.

LNG Spur: Este sistema se completó en mayo de 2008 y transporta gas natural a Rosarito Mainline para su entrega a las plantas de energía de Baja California, México. Este sistema es un gasoducto de 42 pulgadas de diámetro con una longitud aproximada de 72 km y una capacidad de transporte de 2,600 MMPCPD.

Yuma Lateral: Este sistema fue la última incorporación a la red de gasoductos de GRO y fue puesto en servicio en marzo de 2010 para el transporte de gas natural a la frontera de Arizona, Estados Unidos. Este sistema es un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro con una longitud aproximada de 5 km y una capacidad de transporte de 190 MMPCPD.

Con fecha efectiva del 1 de agosto de 2017, GRO se fusionó con Gasoductos de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. ("GAP"), subsistiendo GAP después de la fusión.

TGN se dedica al transporte de gas natural, de acuerdo con un permiso expedido por la CRE, a través de un gasoducto de 45 km de largo y 30 pulgadas de diámetro, con una capacidad de transporte de 940 MMPCPD. TGN se interconecta con el sistema de gasoductos GRO en el área de Tijuana, Baja California, México, y se extiende hacia el norte hasta interconectarse con San Diego Gas & Electric Company ("SDG&E", parte relacionada no consolidable en Estados Unidos) en el sistema de Otay Mesa International en la frontera y al suroeste con la planta de energía de 1,300 MW de la CFE Presidente Juárez en Rosarito, Baja California, México. El sistema de gasoductos TGN fue puesto en servicio en junio de 2000. En mayo de 2008, comenzó operaciones una expansión de 19 km del sistema de TGN.

Con fecha efectiva del 1 de agosto de 2017, TGN se fusionó con GAP; subsistiendo GAP después de la fusión.

- e. IGH se dedica a la adquisición y suscripción de cualquier tipo de participación en el capital social de cualquier tipo de empresas.
- f. ECA posee y opera una terminal de regasificación y almacenaje de GNL ("Terminal GNL") en Ensenada, Baja California, México.

En 2007, ECA obtuvo todos los permisos de operación necesarios de los organismos reguladores mexicanos y sus operaciones comenzaron en mayo de 2008.

En diciembre de 2009, ECA terminó la construcción de una planta de inyección de nitrógeno para permitir a los clientes entregar GNL con un mayor rango de valor calorífico bruto. La planta de inyección de nitrógeno produce nitrógeno que puede mezclarse con gas natural cuando es necesario para reducir el contenido de calor para satisfacer las normas de calidad de ductos de gas en México y en Estados Unidos.

ECA firmó un acuerdo en firme de servicio de almacenamiento por 20 años con parte independientes por el 50 por ciento de la capacidad total de almacenamiento de la Terminal de GNL. El acuerdo comenzó en 2009.

- g. IEnova Marketing, S. de R. L. de C. V. ("IEnova Marketing") provee servicios relativos a la compra-venta de GNL y gas natural. En mayo de 2008, IEnova Marketing comenzó a operar conjuntamente con ECA. Hasta esa fecha, las actividades de IEnova Marketing se enfocaron principalmente en la obtención de los permisos necesarios para operar.

En noviembre de 2009, IEnova Marketing firmó un acuerdo de suministro de gas natural con Sempra LNG International, LLC ("SLNGI"), en donde SLNGI acordó entregar y vender GNL a IEnova Marketing a partir del momento en que inició operaciones la Terminal GNL. En consecuencia, IEnova Marketing realizó un acuerdo de servicios de transporte y almacenamiento para comercializar el GNL.

Posteriormente, con fecha 1 de enero de 2013, SLNGI y IEnova Marketing celebraron un nuevo contrato para la compraventa, transporte y suministro de GNL, con fecha de vencimiento el 20 de agosto de 2029. La cantidad anual comprometida para entrega es de 188 millones de unidades térmicas británicas ("MMBtus", por sus siglas en inglés). De acuerdo con los términos del contrato, SLNGI será responsable de transportar todas las cantidades vendidas de GNL y entregadas a una terminal de recepción y, por su parte, IEnova Marketing realizará descargas de GNL del mismo punto para cumplir con sus compromisos de compra.

A partir del 28 de febrero de 2018, todos los usuarios finales que adquieran gas natural y cuyo consumo máximo anual sea mayor a 5,000 Gigajoules (“GJ”) deberán recurrir a permisionarios comercializadores para el suministro del mismo, dichos permisionarios comercializadores deberán contar con un permiso expedido por la CRE. Durante el periodo de enero a marzo de 2018, IEnova Marketing celebró 93 contratos de compra venta de gas natural con terceras partes que se encuentran localizadas en Mexicali, Chihuahua, Torreón y Durango. La mayoría de los clientes eran anteriormente consumidores de ECO. (Ver Nota 1.3.1.a.).

Al 31 de diciembre de 2018, IEnova Marketing tiene un total de 147 clientes nuevos derivados de del cambio en el reglamento emitido por la CRE.

- h. IEnova Pipelines presta servicios de transporte de gas natural y GLP a través de Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V. (“GdT”), Gasoductos del Noreste, S. de R. L. de C. V. (“GdN”) y TDF, S. de R. L. de C. V. (“TDF”), también proporciona servicios de almacenamiento para el suministro de GLP, mediante Transportadora del Norte SH, S. de R. L. de C. V. (“TdN”, compañía controladora de “TDF”). Estas actividades están reguladas por la CRE. IEnova Pipelines también participa en el servicio de transporte de gas etano a través de Gasoductos del Sureste, S. de R. de L. de C. V. (“GdS”).

IEnova Pipelines cuenta con los siguientes permisos otorgados por la CRE los cuales contienen entre otros aspectos, las condiciones generales para la prestación del servicio, las listas de tarifas, el ingreso máximo y el trayecto de los gasoductos propuestos por las compañías. El programa de construcción y la inversión establecida en cada permiso deben ser desarrolladas por IEnova Pipelines. Adicionalmente, las regulaciones requieren una revisión de los ingresos máximos sobre los rendimientos cada cinco años y hacer ajustes cuando sea requerido de acuerdo a los ingresos y las listas de tarifas.

GdT - Gasoducto San Fernando: Este sistema totalmente bidireccional está integrado por aproximadamente 114 km de ductos de 36 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión con una potencia total de 95,670 HP. Cuenta con una capacidad de transporte de aproximadamente 1,460 MMPCPD. Este sistema enlaza la estación de compresión El Caracol de la Compañía en la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, con la estación de compresión Los Indios, en la localidad de San Fernando, Tamaulipas. El único cliente de Gasoducto San Fernando es CENAGAS como cesionario de Pemex TRI, tiene contratada en base firme la totalidad de la capacidad de diseño y también compra la capacidad de compresión sobrante del gasoducto de conformidad con un contrato de servicio de transporte interrumpible, en la medida en que requiere dicha capacidad. El contrato tiene una vigencia inicial de 20 años contados a partir de 2003 y puede prorrogarse por periodos de cinco años a opción de CENAGAS.

IEnova Pipelines - Gasoducto Samalayuca: Este sistema está integrado por aproximadamente 37 km de ductos de 24 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de operación de 400 MMPCPD. El Gasoducto Samalayuca entró en operación en 1997, fue el primer sistema privado de transporte de gas natural en México. El gasoducto inicia en el Ejido de San Isidro, en el estado de Chihuahua, termina en la planta de generación eléctrica Samalayuca de la CFE; y se interconecta con un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro perteneciente a Pemex TRI, que va de Ciudad Juárez a Chihuahua. Los contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con los usuarios del Gasoducto Samalayuca representan el 50 por ciento de la capacidad instalada del sistema.

IEnova Pipelines - Estación de Compresión Gloria a Dios: Esta estación de compresión, que cuenta con una potencia de 14,300 HP, está instalada en el punto de interconexión del Gasoducto Samalayuca y el gasoducto Ciudad Juárez - Chihuahua de Pemex TRI, en la localidad Gloria a Dios, Chihuahua. La Compañía tiene contratada hasta 2021 una capacidad de 60 MMPCPD, equivalente al 100 por ciento de la capacidad instalada de la estación, a través de un contrato de servicios de compresión y transporte en base firme con la CFE, que es el único cliente de la estación y cobra tarifas establecidas por la CRE.

En virtud de este contrato, la Estación Gloria a Dios proporciona servicios de compresión para la planta generadora Chihuahua II y transporta gas natural desde el punto de interconexión del Gasoducto Samalayuca con el gasoducto de Kinder Morgan en el cruce fronterizo con los Estados Unidos, entregando el gas comprimido en el punto de interconexión del Gasoducto Samalayuca y el sistema de Pemex TRI.

TDF - Ducto de Gas LP: Este sistema de Gas LP está integrado por aproximadamente 190 km de ductos de 12 pulgadas de diámetro que cuentan con una capacidad promedio diaria de transporte de 34,000 barriles diarios ("Bbld") de GLP, así como por una estación de bombeo instalada en las inmediaciones del punto de envío del ducto y de un punto de recepción que comprende dos esferas con una capacidad combinada total de 40,000 Bbld.

Este ducto, que fue el primer sistema de transporte privado de GLP en México, se extiende desde el área de producción de la planta de Gas LP Burgos de Pemex TRI en el estado de Tamaulipas, hasta el sistema de entrega ubicado en las afueras de Monterrey, Nuevo León. El actual contrato de servicio de transporte con Pemex TRI, en base firme, tiene vigencia hasta 2027.

TdN - Terminal de Gas LP de Guadalajara: En 2013 se finalizó la construcción de una instalación de almacenamiento de Gas LP cerca de Guadalajara, Jalisco de 80,000 Bbld. La instalación consiste en 4 esferas de almacenamiento, cada una con una capacidad de aproximadamente 20,000 Bbld, así como por 10 muelles de carga y un punto de interconexión con el sistema de transporte de Gas LP perteneciente a Pemex TRI. Se han celebrado contratos de servicios de almacenamiento por 15 años con Pemex TRI para utilizar la capacidad máxima de la terminal hasta el 2028.

GdN - Gasoducto Los Ramones I: Este sistema está integrado por aproximadamente 116 km de ductos de 48 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión con una capacidad total de 123,000 HP. El Gasoducto Los Ramones I transporta gas natural desde la región norte del Estado de Tamaulipas, frontera con los Estados Unidos a los puntos de interconexión con el Gasoducto Los Ramones II Norte y el sistema nacional de gasoductos en los Ramones, estado de Nuevo León. CENAGAS, como cesionario de Pemex TRI es el único cliente de este gasoducto conforme a un contrato de servicios de transporte, con una duración de 25 años.

GdS - Etanoducto: Este ducto de etano, o etanoducto, de aproximadamente 224 km consta de tres segmentos. El primer segmento es de 20 pulgadas de diámetro y con una capacidad de transporte de aproximadamente 52 MMPCPD. El segundo segmento es de 16/24 pulgadas de diámetro y con una capacidad de transporte de aproximadamente 100 MMPCPD. El tercer segmento es de 20 pulgadas de diámetro y con una capacidad de transporte de aproximadamente 106,000 Bbld. El Etanoducto provee etano desde las instalaciones de procesamiento de Pemex ubicadas en los estados de Tabasco, Chiapas y Veracruz, a la planta de polimerización de etileno y polietileno para el proyecto Etileno XXI, ubicada en el estado de Veracruz. Pemex TRI es el único cliente de este ducto conforme a un contrato de compra garantizada (take-or-pay) por 21 años. Este ducto, que inició operaciones en 2015, es el primero de su tipo en propiedad privada en México.

- i. DEN se dedica a proporcionar servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas natural denominado Gasoducto Los Ramones II Norte. Este contrato tiene una vigencia de 25 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial. El Gasoducto Los Ramones II Norte inicio operaciones comerciales en febrero de 2016. DEN participa con el 50 por ciento de la tenencia accionaria de TAG, quien a su vez es accionista al 99.99 por ciento de TAG Pipelines Norte S. de R. L. de C. V. ("TPN"), propietaria del Gasoducto Los Ramones II Norte. El 16 de noviembre de 2017, IEnova completó la adquisición del 50 por ciento de interés de PEMEX en DEN, como resultado incrementó su participación indirecta de 25 por ciento al 50 por ciento en TAG. A partir de esta fecha, DEN es subsidiaria consolidable al 100 por ciento de IEnova. (Ver Nota 11.3.).

1.3.2 Segmento de Electricidad.

Las subsidiarias de la Compañía incluidas en este segmento son:

- a. TDM, una planta de generación de energía eléctrica de ciclo combinado a base de gas natural con capacidad de 625 MW, localizada en la ciudad de Mexicali, Baja California. En agosto de 2001, TDM recibió una resolución favorable por parte de la CRE para generar y exportar electricidad.

El 1 de enero de 2013 (con fecha efectiva del 1 de enero de 2012), Sempra Generation LLC (“SGEN”) y TDM firmaron un nuevo contrato comercial, en el cual TDM suministra la energía eléctrica generada directamente a la red eléctrica del Operador del Sistema Independiente del Estado de California en Estados Unidos (“CAISO”, por sus siglas en inglés) en la frontera con México y SGEN proporciona servicios de comercialización, programación y suministro a TDM.

En diciembre de 2016, este contrato fue cedido a SGPM. En abril de 2018, la Compañía firmó una adenda al contrato donde fue eliminado el cobro por colocación de venta de electricidad.

- b. En octubre de 2013, ESJ inició la construcción de la primera fase de 155 MW del proyecto de generación eólica, la cual está totalmente contratada por SDG&E y comenzó operaciones en junio de 2015. El proyecto ESJ está diseñado para proporcionar hasta 1,200 MW con la capacidad totalmente desarrollada. En junio de 2014, ESJ celebró un contrato por \$240.0 millones de préstamo para financiar la construcción del proyecto eólico. El vencimiento de este contrato es el 30 de junio de 2033.

El contrato de préstamo también contempla una carta de crédito por \$31.7 millones. ESJ también contrató una línea de crédito separada, denominada en pesos, por hasta \$35.0 millones de dólares para financiar el IVA del proyecto. El 23 de diciembre de 2015 ESJ pago y dio de baja la totalidad de la línea de crédito relacionada con el financiamiento del IVA. (Ver Nota 10.2.).

- c. En diciembre de 2016, la Compañía adquirió el 100 por ciento del capital social de Ventika. Un parque eólico ubicado en el estado de Nuevo León, aproximadamente a 56 km de la frontera con Estados Unidos. Cuenta con 84 turbinas y una capacidad de generación de 252 MW y se encuentra interconectada a la red de transmisión de CFE. Su ubicación cuenta con uno de los recursos eólicos más importantes del país. El parque eólico Ventika inició operaciones en abril de 2016; sustancialmente toda la capacidad de generación de Ventika se encuentra contratada con empresas privadas mediante contratos de compraventa de energía a 20 años, denominados en dólares.

1.3.3 Segmento Corporativo

El segmento Corporativo mantiene inversiones en transporte, distribución, almacenamiento, regasificación y comercialización de gas, así como la generación de energía en México. La Compañía desarrolla terminales marinas y terrestres para la recepción, almacenamiento y entrega de productos refinados. Basado en la inversión significativa y el impacto en Liquid Terminals, los principales tomadores de decisión han decidido reclasificar retrospectivamente los saldos al 31 de diciembre de 2017, e incluir Liquid Terminals en el segmento corporativo de "Segmento de gas", considerando que es más apropiado incluir las operaciones y activos a este segmento. Los saldos al 31 de diciembre de 2016 no han sido reexpresados, como la inversión y operación en las terminales que comenzaron durante 2017, (Ver Nota 28).

- a. IEnova Holdco, S. de R.L. de C.V. (conocida anteriormente como Sempra Servicios Energéticos, S. de R. L. de C. V.) es una compañía tenedora que, principalmente, invierte en compañías afiliadas.
- b. Fundación IEnova, A. C., es una compañía que se estableció como una organización sin fines de lucro.

2. Principales políticas contables

2.1. Declaración de cumplimiento

Los Estados Financieros Consolidados han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“IFRS”, por sus siglas en inglés) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (“IASB”, por sus siglas en inglés).

2.2. Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados de la Compañía han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por ciertos instrumentos financieros y activos y pasivos reconocidos en la combinación de negocios que se miden y revalúan a sus valores razonables al final de la fecha de reporte, como se explica en las políticas contables incluidas a continuación. (Ver Nota 11.).

a. Costo histórico

El costo histórico generalmente se basa en el valor razonable de la contraprestación entregada a cambio de bienes y servicios.

b. Valor razonable

El valor razonable (“fair value” o “FV”) se define como el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación independientemente de si ese precio es observable o estimado utilizando directamente otra técnica de valuación. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo, si los participantes del mercado tomarían esas características al momento de fijar el precio del activo o pasivo en la fecha de medición. El valor razonable para propósitos de medición y/o revelación de estos Estados Financieros Consolidados se determina de forma tal, a excepción de las operaciones de arrendamiento que están dentro del alcance de la IAS 17, *Arrendamientos* y las valuaciones que tienen algunas similitudes con valor razonable, pero no es un valor razonable, tales como el valor neto de realización de la IAS 2, *Inventarios* o el valor en uso de la IAS 36 *Deterioro de activos*.

Además, para efectos de información financiera, las mediciones de valor razonable se clasifican en Nivel 1, 2 ó 3 con base en el grado en que son observables los datos de entrada en las mediciones y su importancia en la determinación del valor razonable en su totalidad, las cuales se describen a continuación:

- i. Nivel 1 se consideran precios de cotización (no ajustables) en un mercado activo para activos o pasivos idénticos que la compañía puede obtener a la fecha de la valuación;
- ii. Nivel 2 datos de entrada observables distintos de los precios de cotización del Nivel 1, que sean observables para activos o pasivos, sea directa o indirectamente, y
- iii. Nivel 3 considera datos de entrada no observables para activos o pasivos.

Información comparativa

Los Estados Financieros Consolidados proveen información comparativa respecto al periodo anterior. Además, la Compañía presenta información adicional al inicio del periodo anterior cuando hay una aplicación retrospectiva de una política contable, una reexpresión retrospectiva o una reclasificación de elementos en los Estados Financieros. En estos Estados Financieros Consolidados se revela información adicional de los segmentos por el año terminado al 31 de diciembre de 2017, debido a la reclasificación retrospectiva. (Ver Nota 28.).

Para efectos de informes de flujos de efectivo, los saldos de efectivo restringido ahora forman parte del efectivo y equivalentes de efectivo. En consecuencia, los cambios en efectivo restringido en 2017 y 2016 ya no se reportan como flujos de efectivo de actividades de inversión.

2.3. Consolidación de Estados Financieros

2.3.1. Bases de consolidación

Los Estados Financieros Consolidados de IEnova incorporan los Estados Financieros de todas las entidades en las que mantiene control (sus subsidiarias). El control se obtiene cuando la Compañía:

- i. Tiene poder sobre la inversión;
- ii. Está expuesta, o tiene los derechos, a los rendimientos variables derivados de su participación con dicha entidad, y
- iii. Tiene la capacidad de afectar tales rendimientos a través de su poder sobre la entidad en la que invierte.

La Compañía reevalúa si tiene o no el control en una entidad si los hechos y circunstancias indican que hay cambios a uno o más de los tres elementos de control que se listaron anteriormente.

Cuando la Compañía tiene menos de la mayoría de los derechos de voto de una participada, tiene poder sobre la misma cuando los derechos de voto son suficientes para otorgarle la capacidad práctica de dirigir sus actividades relevantes, de forma unilateral. La Compañía considera todos los hechos y circunstancias relevantes para evaluar si los derechos de voto de la Compañía en la participada son suficientes para otorgarle poder, incluyendo:

- i. El porcentaje de participación de la Compañía en los derechos de voto en relación con el porcentaje y la dispersión de los derechos de voto de los otros tenedores de los mismos;
- ii. Los derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, por otros accionistas o por terceros;
- iii. Los derechos derivados de otros acuerdos contractuales, y
- iv. Cualquier hecho y circunstancia adicional que indiquen que la Compañía tiene, o no tiene, la capacidad actual de dirigir las actividades relevantes en el momento en que las decisiones deben tomarse, incluidas las tendencias de voto de los accionistas en las asambleas anteriores.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se transfiere el control a la Compañía, y se dejan de consolidar desde la fecha en la que se pierde el control. Las ganancias y pérdidas de las subsidiarias adquiridas o vendidas durante el año se incluyen en los Estados Consolidados de Resultados y Otros Resultados Integrales ("ORI") desde la fecha que la tenedora obtiene el control o hasta la fecha que se pierde, según sea el caso.

La utilidad o pérdida y cada componente de ORI se atribuyen a las participaciones controladoras y no controladoras. El resultado integral de las subsidiarias se atribuye a las participaciones controladoras y no controladoras aún si da lugar a un déficit en éstas últimas.

Cuando es necesario, se realizan ajustes a los Estados Financieros de las subsidiarias para alinear sus políticas contables de conformidad con las políticas contables de la Compañía.

Todas las transacciones entre las compañías del grupo, ingresos, gastos y saldos se eliminan en su totalidad en la consolidación.

El porcentaje de participación de IEnova en el capital social de sus subsidiarias por el año terminado el 31 de diciembre 2018, se muestra a continuación:

Compañía	Porcentaje de participación 2018
<i>Segmento de Gas:</i>	
Ecogas México, S. de R. L. de C. V.	100.00
PE International Canadá, S. de R. L. de C. V. ("Fusionada en 2018 con IEnova Holdco, S. de R. L. de C. V. ")	100.00
Servicios DGN de Chihuahua, S. A. de C. V.	100.00
IEnova Gasoductos México, S. de R. L. de C. V.	100.00

Compañía	Porcentaje de participación 2018
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V.	100.00
Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Marketing, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ductos e Infraestructura Marina, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Gas, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Pipelines, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos del Noreste, S. de R. L. de C. V.	100.00
Transportadora del Norte SH, S. de R. L. de C. V.	100.00
TDF, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos del Sureste, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos Servicios Subholding, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos Ingeniería, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos Servicios Corporativos, S. de R. L. de C. V.	100.00
Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ductos y Energéticos del Norte, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Infraestructura Marina Holding, B. V.	100.00
IEnova Petroleum Liquids Holding, B. V.	100.00
IEnova Gasoductos Holding, LLC	100.00
Sempra Ecogas Holdings, LLC	100.00
IEnova Petrolíferos Holdings, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Petrolíferos III, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Petrolíferos IV, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Petrolíferos V, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Petrolíferos VI, S. de R. L. de C. V.	100.00
ECA Liquefaction, S. de R. L. de C. V.	100.00
Servicios Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V.	100.00
ICM Ventures Holding, B. V.	51.00
TP Terminals, S. de R.L. de C. V.	51.00
ECA Minority, S. de R. L. de C. V.	100.00
ECA LNG Holdings, B. V.	50.00
ESJ Renovable III, S. de R. L. de C. V.	100.00

Segmento de Electricidad:

Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias	100.00
Termoeléctrica U. S., LLC	100.00
Servicios Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V.	100.00
Controladora Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Ventika Holding, B. V.	100.00
IEnova Ventika Holding II, B. V.	100.00
IEnova Ventika México, S. de R. L. de C. V.	100.00
IEnova Ventika México II, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ventika, S. A. P. I. de C. V.	100.00
Ventika II, S. A. P. I. de C. V.	100.00
ESJ Renovable I, S. de R. L. de C. V.	90.00

Compañía	Porcentaje de participación 2018
ESJ Renovable II, S. de R. L. de C. V.	100.00
Ventika Energy B. V. (antes IEnova Renewable Holding I, B. V.)	100.00
IEnova Renewable Holding II, B. V.	100.00
Energía Sierra Juárez 2, U. S., LLC	100.00
Energía Sierra Juárez 2, S. de R. L. de C. V.	100.00
Energía Sierra Juárez Holding, S. de R. L. de C. V.	100.00
ESJ Energy, B. V.	100.00
Central Fotovoltaica Border Solar Norte, S. A. de C. V.	100.00
Don Diego Solar Netherlands, B. V.	100.00
Don Diego Solar Holding, S. de R. L. de C. V.	100.00
Don Diego Solar, S. A. P. I. de C. V.	100.00
IEnova Suministro Certificado, S. de R. L. de C. V. (antes BC Transmisión, S. de R. L. de C. V.)	100.00
<i>Segmento Corporativo:</i>	
IEnova Holdco, S. de R. L. de C. V. (Antes Sempra Servicios Energéticos, S. de R. L. de C. V.)	100.00
Fundación IEnova, A. C.	100.00
Inmobiliaria IEnova, S. de R. L. de C. V.	100.00

2.4. Clasificación de costos y gastos

Los costos y gastos se presentan atendiendo a su función debido a que esa es la práctica del sector en el que opera la Compañía.

2.5. Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo consiste, en su mayoría, de depósitos en cuentas bancarias así como inversiones a corto plazo altamente líquidos y de fácil conversión a efectivo, no mayores a tres meses desde su fecha de adquisición, las cuales tienen un riesgo bajo de cambios materiales en su valuación. El efectivo es conservado a su valor nominal y los equivalentes de efectivo a su valor presente; cualquier fluctuación en su valor son reconocidos en los Estados Consolidados de Ganancias.

2.6. Efectivo restringido

El efectivo restringido comprende los importes de efectivo de fideicomisos utilizados por la Compañía para efectuar pagos por ciertos costos de operación, los cuales están garantizados hasta el término de los proyectos. También comprende efectivo restringido bajo la estructura de financiamiento de los proyectos.

2.7. Inversiones en valores a corto plazo

Las inversiones a corto plazo consisten principalmente en instrumentos del mercado de dinero, fácilmente convertibles en efectivo, altamente líquidas con vencimientos a tres meses, que están sujetas a cambios inmatriciales en su valor y que son mantenidas con fines distintos a la operación.

2.8. Inventarios de gas natural

El inventario de gas natural licuado es registrado al menor de su costo o valor neto de realización, utilizando el método de primeras entradas primeras salidas. El valor neto de realización representa el precio estimado de venta de los inventarios menos los costos estimados necesarios para su venta.

2.9. Arrendamientos

Los arrendamientos se clasifican como arrendamientos financieros siempre que las condiciones de los mismos transfieran sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien. Todos los demás arrendamientos se clasifican como arrendamientos operativos.

2.9.1. La Compañía como arrendador

Los montos por pagar por los arrendatarios bajo arrendamientos financieros se reconocen como cuentas por cobrar por el importe de la inversión neta de la Compañía en los arrendamientos. Los ingresos por arrendamientos financieros se distribuyen en los periodos contables a fin de reflejar una tasa de retorno periódica y constante en la inversión neta de la Compañía con respecto a los arrendamientos.

El ingreso por rentas bajo arrendamientos operativos se reconoce empleando el método de línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los costos directos iniciales incurridos al negociar y acordar un arrendamiento operativo se adicionan al valor en libros del activo arrendado, y se reconocen empleando el método de línea recta durante el plazo del arrendamiento.

2.9.2. La Compañía como arrendatario

Los activos que se mantienen bajo arrendamientos financieros se reconocen como activos de la Compañía a su valor razonable, al inicio del arrendamiento, o si éste es menor, al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. El pasivo correspondiente al arrendador se incluye en los Estados Consolidados de Posición Financiera como un pasivo por arrendamiento financiero.

Los pagos por arrendamiento se distribuyen entre los gastos financieros y la reducción de las obligaciones por arrendamiento a fin de alcanzar una tasa de interés constante sobre el saldo remanente del pasivo. Los gastos financieros se cargan directamente a resultados, a menos que puedan ser directamente atribuibles a activos calificables, en cuyo caso se capitalizan conforme a la política contable de la Compañía para los costos de préstamos (ver Nota 2.18.). Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

Los pagos por rentas de arrendamientos operativos se cargan a resultados empleando el método de línea recta, durante el plazo correspondiente al arrendamiento, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de prorrateo para reflejar más adecuadamente el patrón de consumo de los beneficios del activo arrendado. Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

En el caso de que se reciban incentivos de renta por haber celebrado contratos de arrendamiento operativo, tales incentivos se reconocen como un pasivo. El beneficio agregado de los incentivos se reconoce como una reducción del gasto por arrendamiento sobre una base de línea recta, salvo que otra base sistemática sea más representativa del patrón de consumo de los beneficios económicos del activo arrendado.

2.10. Inversiones en negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo contractual mediante el cual las partes que tienen el control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del negocio conjunto. El control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control en un negocio, el cual existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren la aprobación unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados y los activos y pasivos de los negocios conjuntos se incorporan a los Estados Financieros Consolidados utilizando el método de participación, excepto si la inversión, o una porción de la misma, se clasifica como mantenida para su venta, en cuyo caso se contabiliza conforme a la IFRS 5 *Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuas*. Conforme al método de participación, la inversión en negocios conjuntos inicialmente se contabiliza en el Estado Consolidado de Posición Financiera al costo y se ajusta por cambios posteriores a la adquisición por la participación de la Compañía en la utilidad o pérdida y el ORI de los negocios conjuntos.

Cuando la participación de la Compañía en las pérdidas de un negocio conjunto de la Compañía supera la participación de la Compañía en ese negocio conjunto (que incluye los intereses a largo plazo que, en sustancia, forman parte de la inversión neta de la Compañía en el negocio conjunto) la Compañía deja de reconocer su participación en las pérdidas. Las pérdidas adicionales se reconocen siempre y cuando la Compañía haya contraído alguna obligación legal o implícita o haya hecho pagos en nombre del negocio conjunto.

Una inversión en un negocio conjunto se registra utilizando el método de participación desde la fecha en que la participada se convierte en un negocio conjunto. En la adquisición de la inversión en un negocio conjunto, el exceso en el costo de adquisición sobre la participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables en la inversión se reconoce como crédito mercantil, el cual se incluye en el valor en libros de la inversión.

Cualquier exceso de participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables en el costo de adquisición de la inversión, después de la re-evaluación, se reconoce inmediatamente en los resultados del periodo en el cual la inversión se adquirió.

Los requerimientos de IFRS 9 *Instrumentos financieros*: se aplican para determinar si es necesario reconocer una pérdida por deterioro con respecto a la inversión de la Compañía en un negocio conjunto. Cuando es necesario, se prueba el deterioro del valor en libros total de la inversión (incluyendo el crédito mercantil) de conformidad con IAS 36, *deterioro de activos* como un único activo, comparando su monto recuperable (mayor entre valor en uso y valor razonable menos costo de venta) contra su valor en libros. Cualquier pérdida por deterioro reconocida forma parte del valor en libros de la inversión. Cualquier reversión de dicha pérdida por deterioro se reconoce de conformidad con IAS 36 en la medida en que dicho monto recuperable de la inversión incrementa posteriormente.

La Compañía discontinúa el uso del método de participación desde la fecha en que la inversión deja de ser un negocio conjunto, o cuando la inversión se clasifica como mantenida para la venta. Cuando la Compañía mantiene la participación en el negocio conjunto la inversión retenida se mide a valor razonable a dicha fecha y se considera como su valor razonable al momento del reconocimiento inicial de conformidad con IFRS 9. La diferencia entre el valor contable del negocio conjunto en la fecha en que el método de participación se discontinuó y el valor razonable atribuible a la participación retenida y la ganancia por la venta de una parte del interés en el negocio conjunto se incluye en la determinación de la ganancia o pérdida por disposición del negocio conjunto. Adicionalmente, la Compañía contabiliza todos los montos previamente reconocidos en los Estados Consolidados de Ganancias y ORI en relación a ese negocio conjunto con la misma base que se requeriría si ese negocio conjunto hubiese dispuesto directamente los activos o pasivos relativos. Por lo tanto, si una ganancia o pérdida previamente reconocida en los Estados Consolidados de Ganancias y ORI por dicho negocio conjunto se hubiere reclasificado a los Estados Consolidados de Ganancias al disponer de los activos o pasivos relativos, la Compañía reclasifica la ganancia o pérdida del capital a los Estados Consolidados de Ganancias (como un ajuste por reclasificación) cuando el método de participación se discontinúa.

La Compañía sigue utilizando el método de participación cuando una inversión en una asociada se convierte en una inversión en un negocio conjunto o una inversión en un negocio conjunto se convierte en una inversión en una asociada. No existe una evaluación a valor razonable sobre dichos cambios en la participación.

Cuando la Compañía reduce su participación en un negocio conjunto pero sigue utilizando el método de participación, la Compañía reclasifica a resultados la proporción de la ganancia o pérdida que había sido previamente reconocida en los Estados Consolidados de Ganancias y ORI en relación a la reducción de su participación en la inversión si esa utilidad o pérdida se hubieran reclasificado al Estado Consolidado de Ganancias en la disposición de los activos o pasivos relativos.

Cuando la Compañía efectúa transacciones con entidades controladas conjuntamente, las utilidades y pérdidas no realizadas se eliminan en proporción a la participación de la Compañía en el negocio conjunto.

2.11. Combinaciones de negocios y adquisición de activos

La Compañía evaluará si la transacción u otros eventos es una combinación de negocios aplicado lo establecido en la IFRS 3 *Combinaciones de Negocios*, la cual requiere que los activos adquiridos y los pasivos asumidos constituyan un negocio. Si los activos adquiridos no son un negocio, la Compañía contabilizará la transacción o evento como una adquisición de activos.

Las adquisiciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. La contraprestación transferida en una combinación de negocios se mide a valor razonable, el cual se calcula como la suma de los valores razonables de los activos transferidos por la Compañía, menos los pasivos incurridos por la Compañía con los anteriores propietarios de la empresa adquirida y las participaciones de capital emitidas por la Compañía a cambio del control sobre la empresa. Los costos relacionados con la adquisición generalmente se reconocen en el Estado de Resultados conforme se incurren.

A la fecha de adquisición, los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos se reconocen a valor razonable con excepción de:

- i. Impuestos diferidos activos o pasivos y activos o pasivos relacionados con beneficios a empleados, que se reconocen y miden de conformidad con IAS 12 Impuestos a la Utilidad e IAS 19 Beneficios a los Empleados, respectivamente;
- ii. Activos (o un grupo de activos para su disposición) que se clasifican como mantenidos para venta de conformidad con la IFRS 5 que se miden de conformidad con dicha norma.

El crédito mercantil se mide como el exceso de la suma de la contraprestación transferida, el monto de cualquier participación no controladora en la empresa adquirida, y el valor razonable de la tenencia accionaria previa del adquirente en la empresa adquirida (si hubiere) sobre el neto de los montos de activos adquiridos identificables y pasivos asumidos a la fecha de adquisición. Si después de una revaluación el neto de los montos de activos adquiridos identificables y pasivos asumidos a la fecha de adquisición excede la suma de la contraprestación transferida, el monto de cualquier participación no controladora en la empresa adquirida y el valor razonable de la tenencia accionaria previa del adquirente en la empresa adquirida (si hubiere), el exceso se reconoce inmediatamente en el Estado Consolidado de Resultados como una ganancia por compra a precio de ganga.

Las participaciones no controladoras que son participaciones accionarias y que otorgan a sus tenedores una participación proporcional de los activos netos de la Compañía en caso de liquidación, se pueden medir inicialmente ya sea a valor razonable o al valor de la participación proporcional de la participación no controladora en los montos reconocidos de los activos netos identificables de la empresa adquirida. La opción de base de medición se realiza en cada transacción. Otros tipos de participaciones no controladoras se miden a valor razonable o, cuando aplique, con base en a lo especificado por otra IFRS.

Cuando la contraprestación transferida por la Compañía en una combinación de negocios incluya activos o pasivos resultantes de un acuerdo de contraprestación contingente, la contraprestación contingente se mide a su valor razonable a la fecha de adquisición y se incluye como parte de la contraprestación transferida en una combinación de negocios. Los cambios en el valor razonable de la contraprestación contingente que califican como ajustes del periodo de medición se ajustan retrospectivamente con los correspondientes ajustes contra crédito mercantil. Los ajustes del periodo de medición son ajustes que surgen de la información adicional obtenida durante el periodo de medición (que no puede ser mayor a un año a partir de la fecha de adquisición) sobre hechos y circunstancias que existieron a la fecha de adquisición.

El tratamiento contable para cambios en el valor razonable de la contraprestación contingente que no califiquen como ajustes del periodo de medición depende de cómo se clasifique la contraprestación contingente.

La contraprestación contingente que se clasifique como capital no se vuelve a medir en fechas de informe posteriores y su posterior liquidación se contabiliza dentro del capital. Otra contraprestación contingente que se clasifique como un activo o pasivo se vuelve a medir a valor razonable en fechas de informe posteriores de conformidad con IFRS 9, o IAS 37 *Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes*, según sea apropiado, reconociendo la correspondiente ganancia o pérdida en los resultados.

Cuando una combinación de negocios se logra por etapas, la participación accionaria previa de la Compañía en la empresa adquirida se remide al valor razonable a la fecha de adquisición y la ganancia o pérdida resultante, si hubiere, se reconoce en los resultados. Los montos que surgen de participaciones en la empresa adquirida antes de la fecha de adquisición que han sido previamente reconocidos en ORI se reclasifican al Estado Consolidado de Ganancias cuando este tratamiento sea apropiado si dicha participación se elimina.

Si el tratamiento contable inicial de una combinación de negocios está incompleto al final del periodo de informe en el que ocurre la combinación, la Compañía reporta montos provisionales para las partidas cuya contabilización esté incompleta. Dichos montos provisionales se ajustan durante el periodo de medición (véase anteriormente) o se reconocen activos o pasivos adicionales para reflejar la nueva información obtenida sobre los hechos y circunstancias que existieron a la fecha de adquisición y que, de haber sido conocidos, hubiesen afectado a los montos reconocidos a dicha fecha.

Cuando una transacción u otro evento no cumple con la definición de una combinación de negocios debido a que el activo o grupo de activos no cumple con la definición de un negocio, se le denomina “adquisición de activos”. En tales circunstancias, el adquirente:

- i. Identifica y reconoce individualmente los activos identificables adquiridos y pasivos asumidos; y
- ii. Asigna el costo del grupo de activos y pasivos, individualmente de los activos identificables y pasivos sobre la base de sus valores razonables relativos en la fecha de compra.

Además, en una adquisición de activos, la adquirente generalmente capitaliza los costos de la transacción como parte del costo de los activos adquiridos, aplica la excepción al reconocimiento de impuestos diferidos que surgen del reconocimiento inicial de activos y pasivos, y no reconoce pasivos contingentes.

2.12. Crédito mercantil

Para evaluar el deterioro, el crédito mercantil se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo de la Compañía que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación.

La unidad generadora de efectivo a la que se le ha asignado crédito mercantil se prueba anualmente por deterioro, o con mayor frecuencia cuando existen indicios de que la unidad pueda estar deteriorada. Si el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo es menor que su importe en libros, la pérdida por deterioro se asigna primero para reducir el importe en libros de cualquier crédito mercantil asignado a la unidad y luego a los otros activos de la unidad a prorrata de acuerdo al valor registrado de cada activo en la unidad. Cualquier pérdida por deterioro del crédito mercantil se reconoce directamente en resultados en el Estado Consolidado de Ganancias. Una pérdida por deterioro al crédito mercantil reconocida no se reversa en periodos posteriores.

Al disponer de la unidad generadora de efectivo, el monto del crédito mercantil atribuible se incluye en la determinación de la utilidad o pérdida por disposición.

2.13. Bonos de carbono

La Compañía registra los bonos de carbono, o bonos de emisión; (“CAs”, por sus siglas en inglés) bajo el modelo de inventario, por lo que los CAs se miden a un costo promedio ponderado. Los CAs asignados por un organismo regulador tendrán una base de costo cero, los CAs comprados en una subasta o de otros participantes del mercado se registran a su precio de compra y los CAs adquiridos cuando la Compañía elige por liquidar físicamente futuros de carbono se registran con base en el precio de liquidación. El costo promedio ponderado de los CAs consumidos (es decir, carbono se emite mientras se genera energía) se carga al costo de ingresos de cada periodo. El valor de los CAs es evaluado bajo el enfoque de “costo o valor neto de realización, el menor”. El inventario de CAs se clasifica como otros activos circulantes u otros activos no circulantes si se espera entregar dicho inventario dentro de un plazo mayor a año a partir de la fecha de los Estados Consolidados de Posición Financiera. Las entradas y salidas de efectivo de los CAs se clasifican como una actividad de operación en los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo. (Ver Nota 21.).

2.14. Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se presentan en los Estados Consolidados de Posición Financiera a su costo de adquisición menos depreciación acumulada y, en su caso, pérdidas por deterioro. El costo de adquisición incluye mano de obra, costo de materiales y el costo de servicios de construcción.

La Compañía reconoce una obligación de desmantelamiento de activos al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos se retiren de servicio, si se tiene una obligación legal de retiro y si se puede realizar una estimación del valor razonable.

Las propiedades, planta y equipo incluyen gastos mayores de mejoras y remplazos de partes, los cuales extienden la vida útil de los activos o incrementan su capacidad. Los costos rutinarios de mantenimientos se reconocen como gasto cuando se incurren.

La construcción en proceso para fines de producción, suministro o administrativos se registra al costo, menos cualquier pérdida reconocida por deterioro. El costo incluye los honorarios profesionales y, en el caso de activos calificables, los costos por intereses capitalizados de acuerdo con la política contable de la Compañía. Estas propiedades se clasifican en las categorías apropiadas de propiedad, planta y equipo cuando esté terminado y listas para su uso planeado. La depreciación de estos activos, al igual que en otras propiedades, comienza cuando los activos están listos para el uso previsto.

Los terrenos no se deprecian. Los edificios, equipo y otros activos se expresan a su costo menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor.

La depreciación se reconoce como disminución al valor de los activos (otros que no sean terrenos y construcción en proceso) menos su valor residual, utilizando el método de línea recta. Las vidas útiles estimadas, el valor residual y el método de depreciación se revisan al final de cada periodo de reporte, con efecto de cualquier cambio en la estimación en base prospectiva.

Un elemento de propiedades, planta y equipo será dado de baja en el momento de su enajenación o cuando no se esperen beneficios económicos futuros que surjan del uso continuo del activo. Cualquier ganancia o pérdida resultante de la enajenación o el retiro de una partida de propiedad, planta y equipo se determina como la diferencia entre los ingresos por la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en resultados.

2.15. Activos intangibles

Cuando se adquiere un activo intangible en una combinación de negocios y se reconocen separadamente del crédito mercantil, su costo inicial será su valor razonable en la fecha de adquisición (cuando es diferente su costo).

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, un activo intangible adquirido en una combinación de negocios se reconocerá por su costo menos la amortización acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro, sobre la misma base que los activos intangibles que se adquieren de forma separada.

2.16. Deterioro del valor de los activos tangibles e intangibles (excluyendo el crédito mercantil)

Al final de cada periodo de reporte, la Compañía revisa los valores en libros de sus activos tangibles e intangibles para determinar si existen indicios de que han sufrido alguna pérdida por deterioro.

Si existe algún indicio, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (en caso de existir alguna). Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individual, la Compañía estima el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece dicho activo. Cuando se puede identificar una base razonable y consistente de distribución, los activos corporativos también se asignan a las unidades generadoras de efectivo individuales, o de lo contrario, se asignan al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para los cuales se puede identificar una base de distribución razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida o todavía no disponibles para su uso, se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año, y cuando exista un indicio de que el activo pudo haberse deteriorado.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo de venderlo y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado respecto al valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual no se han ajustado los flujos de efectivo futuros estimados.

Si se estima que el monto recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor en libros, el valor en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados, salvo si el activo se registra a un monto reevaluado, en cuyo caso se debe considerar la pérdida por deterioro como una disminución de la revaluación.

Posteriormente cuando una pérdida por deterioro se revierte, el valor en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se incrementa al valor estimado revisado a su monto recuperable, de tal manera que el valor en libros incrementado no exceda el valor en libros que se hubiera determinado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro para dicho activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. La reversión de una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando los activos de larga duración y los grupos de activos en disposición clasificados como mantenidos para la venta, se valúan al menor entre su valor en libros y el valor razonable de los activos menos los costos para su venta. La evaluación entre el valor en libros y el valor razonable menos los costos para su venta se efectúan siempre que dichos activos cumplan con los criterios para ser clasificados como mantenidos para la venta. Como se describe en la Nota 12, se reconoció una pérdida por deterioro relacionada con TDM en los Estados Consolidados de Ganancias.

El valor razonable es un estimado del precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación. Por consiguiente, una vez que la compra sea completada puede resultar en una ganancia o pérdida.

2.17. Activos de larga duración disponibles para la venta y operaciones discontinuas

Los activos de larga duración y los grupos de activos en disposición se clasifican como mantenidos para su venta si su valor en libros será recuperado a través de su venta y no mediante su uso continuo.

Se considera que esta condición ha sido cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable y el activo (o grupo de activos en disposición) está disponible para su venta inmediata en su condición actual sujeta únicamente a términos comunes de venta de dichos activos.

Una operación discontinua es un componente de la compañía que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como disponible para la venta (o es parte de un plan único y coordinado para disponer de) y representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto; o es una compañía subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Una operación discontinua se presenta como un importe único en el Estado Consolidado de Ganancias que comprende el resultado después de impuestos de las operaciones discontinuas y la ganancia o pérdida después de impuestos reconocida por la medición a valor razonable menos costos de venta, o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinua.

Si la Compañía no cumple con los criterios establecidos según la NIIF 5 *Activos No Corrientes Clasificados Como Mantenidos para la Venta y Operación discontinua* o decide hacer cambios al plan de venta, deberá medir el activo no corriente que deje de estar clasificado como mantenido para la venta considerando el menor de:

- i. Su importe en libros antes de que el activo fuera clasificado como mantenido para la venta, ajustado por cualquier depreciación, amortización o revaluación que se hubiera reconocido si el activo no se hubiera clasificado como mantenido para la venta, y
- ii. Su importe recuperable en la fecha de la decisión posterior de no venderlo.

La Compañía incluirá cualquier ajuste requerido al importe en libros de un activo no corriente, que deje de estar clasificado como mantenido para la venta, dentro de los resultados de las operaciones continuas, en el período en que dejen de cumplirse los criterios de la IFRS 5 y como resultado, los Estados Financieros de los períodos desde la clasificación de como mantenidos para la venta deberán modificarse. La Compañía presentará ese ajuste en el mismo rubro del estado del resultado integral utilizado para presentar la pérdida o ganancia en la remediación de activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta que no cumplan con la definición de operaciones discontinuadas.

Si una entidad deja de clasificar un componente como disponible para la venta, el resultado de las operaciones de dicho componente previamente presentado dentro de operaciones discontinuas debe reformularse e incluirse en los ingresos por operaciones continuas para todos los períodos presentados.

Los montos presentados para los activos no corrientes, o para los activos y pasivos de los grupos disponibles para la venta en los Estados Consolidados de Posición Financiera no deberán reclasificarse o reformularse.

2.18. Costos de préstamos

Los costos de préstamos atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de activos calificables, los cuales constituyen activos que requieren de un período de tiempo substancial hasta que están listos para su uso o venta, se adicionan al costo de dichos activos durante ese tiempo y hasta el momento en que estén listos para su uso o venta.

En la medida en que la Compañía solicita préstamos generales y los utiliza con el propósito de obtener un activo calificable, la Compañía determina el monto de los costos de préstamos elegibles a capitalizar aplicando una tasa de capitalización a los desembolsos sobre el activo calificable. La tasa de capitalización es el promedio ponderado de los costos de préstamos aplicables a dichos préstamos de la Compañía pendientes de pago durante el período, diferentes de préstamos específicos para propósitos de obtener un activo calificable.

El monto de los costos de préstamos que la Compañía capitalice durante el periodo, no debe exceder el monto de los costos de préstamos incurridos. Para las relaciones designadas como cobertura de flujos de efectivo, los efectos de los derivados no son incluidos en la capitalización de intereses.

El ingreso que se obtiene por la inversión temporal de fondos de préstamos específicos pendientes de ser utilizados en activos calificables, se deduce de los costos de préstamos elegibles para ser capitalizados.

Todos los otros costos de préstamos se reconocen en resultados durante el periodo en que se incurren.

2.19. Beneficios a los empleados

Los beneficios al retiro por planes de contribuciones definidas se reconocen como gastos cuando los empleados han prestado sus servicios que les otorgan el derecho a dichos beneficios.

De conformidad con la Ley Federal del Trabajo de México, la Compañía otorga primas de antigüedad a los empleados en ciertas circunstancias. Estos beneficios consisten en un pago único equivalente a 12 días de salario por cada año de servicio (con el último sueldo del empleado, pero no superior a dos veces el salario mínimo legal), a pagar a todos los empleados con 15 o más años de servicio, así como a ciertos empleados a los que se les termina su relación laboral de manera involuntaria antes de la obtención legal de dicho beneficio.

En el caso de los planes de beneficios definidos, que incluyen prima de antigüedad y pensiones, su costo se determina utilizando el método de crédito unitario proyectado, de acuerdo con valuaciones actuariales que se realizan al final de cada periodo sobre el que se informa. Las remediones, que incluyen las ganancias y pérdidas actuariales, el efecto de los cambios en el piso del activo (en su caso), se refleja de inmediato en el Estado Consolidado de Posición Financiera con cargo a crédito que se reconoce en los Estados Consolidados de Ganancias y ORI en el periodo en que se incurren.

Las remediones que reconocen los Estados Consolidados de Ganancias y ORI se reconocen en los ORI y no se reclasifica a resultados. La Compañía presenta los costos por intereses dentro de los costos financieros en los Estados Consolidados de Ganancias. La obligación por los beneficios al retiro es reconocida en los Estados Consolidados de Posición Financiera y está representada por el valor presente de la obligación por beneficios definidos al final de cada periodo de reporte.

2.19.1 Beneficios a los empleados a corto plazo y otros beneficios a largo plazo y la Participación de los Trabajadores en las Utilidades (“PTU”).

Se reconoce un pasivo por beneficios que correspondan a los empleados con respecto a sueldos y salarios, vacaciones anuales y licencia por enfermedad en el periodo de servicio en que es prestado por el importe no descontado por los beneficios que se espera pagar por ese servicio.

Los pasivos reconocidos por los beneficios a los empleados a corto plazo se valúan al importe no descontado por los beneficios que se espera pagar por ese servicio y se presentan en el rubro de otros pasivos.

Los pasivos reconocidos por otros beneficios a largo plazo se valúan al valor presente de las salidas de efectivo futuras estimadas que la Compañía espera hacer relacionadas con los servicios proveídos por los empleados a la fecha de reporte.

2.19.2 Participación de los trabajadores en las utilidades

La PTU se registra en los resultados del año en que se causa y se presenta en el rubro de gastos de operación y costo de ventas en el Estado Consolidado de Ganancias y Otros Resultados Integrales.

Como resultado de la Ley del Impuesto Sobre la Renta de 2014, al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, la PTU se determina con base en la utilidad fiscal conforme a la fracción I del artículo 9 de la misma Ley.

2.20. Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente, (ya sea legal o asumida) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Compañía tenga que liquidar la obligación, y puede hacerse una estimación confiable del importe de la obligación.

El importe que se reconoce como provisión es la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, al final del periodo de sobre el que se informa, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando se valúa una provisión usando los flujos de efectivo estimados para liquidar la obligación presente, su valor en libros representa el valor presente de dichos flujos de efectivo (cuando los efectos del valor del dinero en el tiempo son materiales).

Cuando se espera la recuperación de un tercero de algunos o todos los beneficios económicos requeridos para liquidar una provisión por parte de un tercero, se reconoce una cuenta por cobrar como un activo si es virtualmente cierto que se recibirá el desembolso y el monto de la cuenta por cobrar puede ser valuado confiablemente.

2.21. Instrumentos financieros

Los activos financieros y pasivos financieros se reconocen cuando la Compañía se convierte en una parte de las disposiciones contractuales de los instrumentos.

Los activos y pasivos financieros se valúan inicialmente a su valor razonable. Los costos de la transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados) se suman o reducen del valor razonable de los activos o pasivos financieros, en su caso, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros a su valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

2.21.1 Costo amortizado

El costo amortizado de un activo o pasivo financiero es el importe por el que se mide el activo o pasivo financiero al reconocimiento inicial, menos las devoluciones del principal, más o menos la amortización acumulada usando el método de interés efectivo, de cualquier diferencia entre el importe inicial y el monto al vencimiento, menos cualquier disminución por deterioro.

El método de interés efectivo es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento de deuda o un pasivo financiero y de asignación de los ingresos por intereses o gastos en el período en cuestión.

La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo o pagos (incluyendo todos los honorarios y montos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) a través de la vida esperada del instrumento de deuda o, en su caso, un período más corto, al valor neto contable en el reconocimiento inicial.

2.21.2 Valor razonable

El valor razonable se define en la Nota 2.2.b.

2.22. Activos financieros

Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías: activos financieros “a valor razonable con cambios a través de resultados” (“FVTPL”, por sus siglas en inglés), inversiones “conservadas al vencimiento”, activos financieros ‘disponibles para su venta’ (“AFS”, por sus siglas en inglés) y “préstamos y cuentas por cobrar” (a costo amortizado). La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial. Todas las compras o ventas de activos financieros realizadas de forma habitual se reconocen y eliminan con base en la fecha de negociación.

Las compras o ventas realizadas de forma habitual son aquellas compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de los activos dentro del marco de tiempo establecido por norma o costumbre en dicho mercado.

2.22.1. Costo amortizado / método de la tasa de interés efectiva

El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un instrumento de deuda y de asignación del ingreso o costo financiero durante el periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta los ingresos futuros de efectivo estimados (incluyendo todos los honorarios y puntos base pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, costos de la transacción y otras primas o descuentos) durante la vida esperada del instrumento de deuda o, cuando es apropiado, un periodo menor, al valor en libros neto al momento del reconocimiento inicial.

2.22.2. *Activos financieros a FVTPL*

Los activos financieros son clasificados a FVTPL cuando el activo financiero es mantenido con fines de negociación o es designado como un activo financiero a FVTPL.

Un activo financiero se clasifica como mantenido con fines de negociación si:

- i. Se compra principalmente con el objetivo de venderlo en un corto plazo; o
- ii. En su reconocimiento inicial, es parte de una cartera de instrumentos financieros identificados que la Compañía administra conjuntamente, y para la cual existe un patrón real reciente de toma de utilidades a corto plazo; o
- iii. Es un derivado que no está designado y es efectivo como instrumento de cobertura.

Un activo financiero que no sea un activo financiero mantenido con fines de negociación podría ser designado como un activo financiero a FVTPL si se cumplen ciertas condiciones. La Compañía no ha designado activos financieros a FVTPL.

Los activos financieros a FVTPL se registran a valor razonable, reconociendo en resultados cualquier utilidad o pérdida que surge de su revaluación. La utilidad o pérdida neta reconocida en los resultados incluye cualquier dividendo o interés obtenido del activo financiero y se incluye en el rubro de 'otros ingresos y gastos' en los Estados Consolidados de Ganancias. El valor razonable se determina de la forma descrita en la Nota 2.2.b.

2.22.3. *Inversiones conservadas al vencimiento*

Las inversiones conservadas al vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y fechas fijas de vencimiento que la Compañía tiene la intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento. Con posterior al reconocimiento inicial, se valúan al costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva menos cualquier deterioro. La Compañía no posee activos financieros conservados al vencimiento.

2.22.4. *Préstamos y cuentas por cobrar*

Los préstamos y las cuentas por cobrar son activos financieros con pagos fijos o determinables que no se negocian en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo cuentas por cobrar, otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables) se valúan al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos cualquier deterioro.

Los ingresos por intereses se reconocen aplicando la tasa de interés efectiva, excepto por las cuentas por cobrar a corto plazo en caso de que el reconocimiento de los intereses sea inmaterial.

2.22.5. *Deterioro de activos financieros*

Los activos financieros son sujetos a pruebas de deterioro al final de cada período de reporte. Se considera que los activos financieros están deteriorados, cuando existe evidencia objetiva que, como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo financiero, los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero han sido afectados.

Para todos los demás activos financieros, la evidencia objetiva de deterioro podría incluir:

- i. Dificultades financieras significativas del emisor o contraparte;
- ii. Incumplimiento en el pago de los intereses o el principal;
- iii. Es probable que el prestatario entre en quiebra o en una reorganización financiera; o
- iv. La desaparición de un mercado activo para el activo financiero debido a dificultades financieras.

El valor en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro directamente para todos los activos financieros, excepto para las cuentas por cobrar, donde el valor en libros se reduce a través de una cuenta de estimación para cuentas de cobro dudoso. Cuando se considera que una cuenta por cobrar es incobrable, se elimina contra dicha estimación. La recuperación posterior de los montos previamente eliminados se convierte en créditos contra la estimación. Los cambios en el valor en libros de la cuenta de la estimación se reconocen en los Estados Consolidados de Ganancias como una estimación de cuentas.

2.22.6. Baja de activos financieros

La Compañía deja de reconocer un activo financiero únicamente cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o cuando se transfieren de manera sustancial los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero.

Si la Compañía no transfiere ni retiene substancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Compañía reconocerá su participación en el activo y la obligación asociada por los montos que tendría que pagar. Si la Compañía retiene substancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Compañía continúa reconociendo el activo financiero y también reconoce un préstamo colateral por los recursos recibidos.

En la baja de un activo financiero en su totalidad, la diferencia entre el valor en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida se reconoce en los Estados Consolidados de Ganancias.

Para cambios relacionados con la adopción de la IFRS 9 e IFRS 7, referirse a las notas 38 y 24.9, respectivamente.

2.23. Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.23.1. Clasificación como deuda o capital

Los instrumentos de deuda y de capital emitidos por la Compañía se clasifican como pasivos financieros o como de capital, de acuerdo con la sustancia de los acuerdos contractuales y las definiciones de pasivo financiero y de instrumento de capital.

2.23.2. Instrumentos de capital

Un instrumento de capital es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad, una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de capital emitidos por la Compañía se registran por el importe recibido, neto de costos directos de emisión.

Las recompras de instrumentos de capital propios se reconocen y se reducen directamente en capital. Ninguna ganancia o pérdida derivada de compra, venta, emisión o cancelación de los propios instrumentos de capital de la Compañía es reconocida en resultados.

2.23.3. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como pasivos financieros a FVTPL o como otros pasivos financieros.

2.23.3.1. Pasivos financieros a FVTPL

Un pasivo financiero a FVTPL es un pasivo financiero que se clasifica como mantenido con fines de negociación o se designa como a FVTPL.

Un pasivo financiero se clasifica como mantenido con fines de negociación si:

- i. Se adquiere principalmente con el objetivo de recomprarlo en un futuro cercano o;
- ii. Es parte de una cartera de instrumentos financieros identificados que se administran conjuntamente, y para la cual existe evidencia de un patrón reciente de toma de utilidades a corto plazo; o
- iii. Es un derivado que no está designado o no es efectivo, como instrumento de cobertura.

Un pasivo financiero distinto a un pasivo financiero con fines de negociación o contraprestación contingente que sería pagada por el adquirente como parte de una combinación de negocios puede ser designado como a FVTPL al momento del reconocimiento inicial.

Los pasivos financieros a FVTPL se registran a valor razonable, reconociendo cualquier ganancia o pérdida que surge de su remediación en resultados, incluye cualquier dividendo o interés pagado del pasivo financiero y se presenta en el rubro de “Otras pérdidas y ganancias” en los Estados Consolidados de Ganancias. El valor razonable se determina conforme lo descrito en la Nota 24.

2.23.3.2. Otros pasivos financieros

Otros pasivos financieros (incluyendo préstamos, cuentas por pagar a partes relacionadas no consolidables, cuentas por pagar y depósitos de clientes) son valuados posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

2.23.3.3. Baja de pasivos financieros

La Compañía da de baja los pasivos financieros si, y solo si, las obligaciones se cumplen, cancelan o expiran. La diferencia entre el monto registrado de los pasivos financieros dados de baja y el monto pagado y por pagar es reconocida en el Estado Consolidado de Ganancias.

2.24. Instrumentos financieros derivados

La Compañía mantiene instrumentos financieros derivados para reducir exposiciones a riesgos. Estos instrumentos son negociados con instituciones de reconocida solvencia financiera y los límites de negociación son establecidos para cada institución.

La política de la Compañía es la realización de operaciones con instrumentos financieros derivados con la finalidad de compensar la exposición a los riesgos por medio de la administración de riesgos. Referirse a la Nota 24. para detalles adicionales de los instrumentos financieros derivados.

La Compañía reconoce todos los activos o pasivos que surgen de las operaciones con instrumentos financieros derivados al valor razonable en el Estado Consolidado de Posición Financiera, independientemente del propósito de su tenencia.

Los derivados se registran inicialmente a su valor razonable a la fecha en que los contratos de derivados son realizados y posteriormente se miden a su valor razonable al cierre de cada período de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en el Estado Consolidado de Ganancias y Pérdidas en la misma línea de la partida cubierta por los derivados que son de cobertura.

2.24.1. Derivados implícitos

Los derivados implícitos en contratos anfitriones no derivados son tratados como derivados por separado cuando sus riesgos y características no están estrechamente relacionados con los de los contratos anfitriones y estos últimos no se miden a su FVTPL.

2.24.2. Exención de uso propio

Los contratos que han sido celebrados y que se mantienen con el propósito de recibir y entregar alguna partida no financiera, de acuerdo con las necesidades previstas de compra, venta o de uso de la Compañía, caen en “uso propio” (o “compra o venta normal”). Bajo esta exención, los acuerdos de suministros físicos ordinarios son excluidos del tratamiento de la contabilidad de instrumentos derivados.

2.25. Contabilidad de coberturas

La Compañía designa ciertos instrumentos de cobertura, los cuales incluyen, derivados, derivados implícitos y no derivados con respecto al riesgo de moneda extranjera, ya sea como coberturas de valor razonable, coberturas de flujo de efectivo, o coberturas de la inversión neta en una operación extranjera. La cobertura del riesgo de moneda extranjera de un compromiso en firme se contabiliza como cobertura de flujos de efectivo. Para estos instrumentos de cobertura, al inicio de la cobertura, la Compañía documenta la relación entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, así como los objetivos de la administración de riesgos y su estrategia de administración para emprender diversas transacciones de cobertura. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y continuamente, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura es altamente efectivo

para compensar la exposición a los cambios en el valor razonable o los cambios en los flujos de efectivo de la partida cubierta.

2.25.1. Coberturas de flujo de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como cobertura de flujo de efectivo se reconocen en los ORI y se acumulan bajo la reserva de cobertura sobre los flujos de efectivo. Las pérdidas y ganancias relativas a la porción no efectiva del instrumento de cobertura, se reconocen inmediatamente en el Estado Consolidado de Ganancias.

Los montos previamente reconocidos en las otras partidas del resultado integral y acumulados en el capital contable, se reclasifican a los resultados en los periodos en los que la partida cubierta se reconoce en los resultados, en el mismo rubro del Estado Consolidado de Ganancias de la partida cubierta reconocida. Sin embargo, cuando una transacción pronosticada que está cubierta da lugar al reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, las pérdidas o ganancias previamente acumuladas reconocidas en ORI y acumuladas en el capital contable, se transfieren y se incluyen en la valuación inicial del costo del activo o del pasivo no financiero.

La contabilización de coberturas se discontinúa cuando la Compañía revoca la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, termina, o se ejerce, o cuando deja de cumplir con los criterios para la contabilización de coberturas.

Cualquier ganancia o pérdida reconocida en ORI y acumulada en el capital contable, se mantendrá en el capital contable hasta que la transacción pronosticada sea finalmente reconocida en los resultados. Cuando ya no se espera que la transacción pronosticada ocurra, la ganancia o pérdida acumulada en el capital contable, se reclasificará inmediatamente a los resultados.

2.25.2. Coberturas de valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas de valor razonable se reconocen de forma inmediata en los resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o pasivo cubierto que se atribuya al riesgo cubierto.

El cambio en el valor razonable del instrumento de cobertura y el cambio en la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se reconocen en el rubro del Estado Consolidado de Ganancias relacionada con la partida cubierta.

La contabilización de coberturas se discontinúa cuando la Compañía revoca la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, termina, o se ejerce, o cuando deja de cumplir con los criterios para la contabilización de coberturas. El ajuste a valor razonable del valor en libros de la partida cubierta que surge del riesgo cubierto, se amortiza a resultados a partir de esa fecha.

2.26. Impuestos a la utilidad

El gasto por impuestos a la utilidad (Impuesto Sobre la Renta (“ISR”)) representa la suma de los impuestos causados y el impuesto diferido.

2.26.1. Impuestos causado

El impuesto causado calculado corresponde al ISR y se registra en los resultados del año en que se causa.

2.26.2. Impuestos diferido

Los impuestos a la utilidad diferidos se reconoce sobre las diferencias temporales entre el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los Estados Financieros Consolidados y las bases fiscales correspondientes utilizadas para determinar el resultado fiscal.

El pasivo diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias fiscales temporales. El activo diferido, se reconoce generalmente por todas las diferencias temporales deducibles, en la medida en que resulte probable que la Compañía disponga de utilidades fiscales futuras contra las que pueda

aplicar esas diferencias temporales deducibles. Estos activos y pasivos diferidos no se reconocen si las diferencias temporales surgen del reconocimiento inicial (distinto al de la combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una operación que no afecta el resultado fiscal ni el contable. Adicionalmente, los pasivos diferidos no son reconocidos si las diferencias temporales son del reconocimiento inicial del crédito mercantil.

Se reconoce un pasivo por impuestos diferidos por diferencias temporales gravables asociadas con inversiones en subsidiarias y asociadas, y participaciones en negocios conjuntos, excepto cuando la Compañía es capaz de controlar la reversión de la diferencia temporal y cuando sea probable que la diferencia temporal no se revertirá en un futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos que surgen de las diferencias temporales asociadas con dichas inversiones y participaciones se reconocen únicamente en la medida en que resulte probable que habrán utilidades fiscales futuras suficientes contra las que se utilicen esas diferencias temporales y se espera que éstas se revertirán en un futuro cercano. El valor en libros de un activo por impuestos diferidos debe someterse a revisión al final de cada periodo sobre el que se informa y se debe reducir en la medida que se estime probable que no habrán utilidades gravables suficientes para permitir que se recupere la totalidad o una parte del activo.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se valúan empleando las tasas fiscales que se espera aplicar en el periodo en el que el pasivo se pague o el activo se realice, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que hayan sido aprobadas o sustancialmente aprobadas al final del periodo sobre el que se informa.

La valuación de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Compañía espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

2.26.3. Impuestos causados y diferidos del periodo

Los impuestos causados y diferidos se reconocen en resultados, excepto cuando se reconocen en los ORI o directamente en el capital contable, en su caso, el impuesto corriente y diferido se reconoce en ORI o en capital contable, respectivamente. Cuando surgen del reconocimiento inicial de una combinación de negocios el efecto fiscal se incluye dentro del reconocimiento de la combinación de negocios.

2.26.4. Impuestos al activo

El impuesto al activo (“IMPAC”) que se espera recuperar, se registra como un crédito fiscal y se presenta en el Estado Consolidado de Posición Financiera en el rubro de impuestos diferidos.

2.27. Reconocimiento de ingresos

La Compañía aplicó inicialmente la IFRS 15 a partir del 1 de enero de 2018. La información sobre las políticas contables de la Compañía relativas a los contratos con clientes se proporciona en la Nota 29. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen cuando el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente en un monto que refleja la contraprestación a la que la Compañía espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. La Compañía generalmente ha concluido que es el principal ingreso por contratos.

Las revelaciones de juicios contables significativos, estimaciones y suposiciones relacionadas con los ingresos por contratos con clientes se proporcionan en la Nota 29.

2.27.1. Venta de bienes

Los ingresos por la venta de bienes se reconocen a través del tiempo cuando el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios proporcionados por la compañía.

La administración consideró un expediente práctico que permite a las compañías reconocer los ingresos en función del monto facturado al cliente cuando el monto de la factura corresponde directamente con el valor transferido.

Los siguientes flujos de ingresos relacionados con la venta de bienes se reconocen de acuerdo con la política contable anterior: como se describe con más detalle a continuación:

- i. Las ventas de gas natural y los costos relacionados se reconocen en la transferencia del título, que coincide con la entrega física de gas natural a los clientes; y,
- ii. La generación de energía en los ingresos se reconoce cuando se entrega la energía generada.

2.27.2. Prestación de servicios

Según la IFRS 15, los ingresos se reconocen cuando se cumple la obligación de desempeño de una compañía que se produjo cuando el servicio contratado se transfiere al cliente en un momento dado o a través en el tiempo.

Los principales servicios se consumen simultáneamente, por lo que la obligación de desempeño es elegible para el reconocimiento a lo largo del tiempo.

La administración consideró un expediente práctico que permite a las empresas reconocer los ingresos en función del monto facturado al cliente cuando el monto de la factura corresponde directamente con el valor transferido.

Los siguientes flujos de ingresos relacionados con la prestación de servicios se reconocen de acuerdo con la política contable anterior como se describe con más detalle a continuación:

- i. La capacidad de almacenamiento y regasificación se reconoce en base a las tarifas de reserva y uso según los acuerdos de capacidad de la terminal y los acuerdos de servicio de inyección de nitrógeno;
- ii. Los ingresos y costos y gastos relacionados con la distribución de gas y el transporte se reconocen cuando se prestan los servicios de distribución o transporte;
- iii. Los ingresos también incluyen ganancias y pérdidas netas realizadas y el cambio neto en el valor razonable de ganancias y pérdidas no realizadas en contratos de derivados para gas natural; y,
- iv. Los ingresos y costos relacionados con los servicios administrativos y de otro tipo se reconocen cuando dichos servicios se prestan de acuerdo con los contratos de servicios relacionados.

2.27.3. Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses de un activo financiero se reconocen cuando es probable que los beneficios económicos fluyan a la compañía y la cantidad de ingresos se pueda medir de manera confiable. Los ingresos por intereses se devengan en forma oportuna, en referencia al principal pendiente y a la tasa de interés efectiva aplicable, que es la tasa que descuenta exactamente los recibos de efectivo futuros estimados a lo largo de la vida útil esperada del activo financiero a su valor neto en libros en el reconocimiento inicial.

2.27.4. Ingresos por alquiler

La política de la Compañía para el reconocimiento de los ingresos por arrendamientos financieros se describe en la Nota 2.9.1.

2.28. Transacciones en monedas extranjeras

La moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense, excepto por ECO, PEI y SDGN en el segmento de Gas y Fundación IEnova en el segmento de corporativo, en donde la moneda funcional es el Peso Mexicano (“Peso”).

En la preparación de los Estados Financieros de cada subsidiaria de la Compañía, las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional (dólar o pesos) se registran a los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Al final de cada periodo de reporte, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera se convierten a los tipos vigentes en esa fecha. Las partidas no monetarias a valor razonable que son

denominadas en monedas extranjeras se convierten a los tipos de cambio vigentes en la fecha en que el valor razonable fue determinado. Las partidas no monetarias que se miden en términos de costo histórico en una moneda extranjera no se convierten.

Las diferencias cambiarias en partidas monetarias son reconocidas en los resultados del periodo en que fueron generadas excepto por:

- i. Diferencias cambiarias sobre préstamos en moneda extranjera relacionados con activos en construcción para uso en la producción futura, las cuales son incluidas en el costo de dichos activos cuando se consideran como ajustes al costo por intereses sobre dichos préstamos denominados en moneda extranjera;
- ii. Diferencias cambiarias sobre las partidas monetarias por cobrar o por pagar en una operación extranjera en la cual, la liquidación no está planeada ni es probable que ocurra (por lo tanto, forma parte de la inversión neta de la operación), las cuales son reconocidas inicialmente en los ORI y son recicladas a resultados en el pago de las partidas monetarias.

Para efectos de la presentación de los Estados Financieros Consolidados, los activos y pasivos de las subsidiarias de la Compañía que mantienen el peso como moneda funcional, son convertidos a dólares (moneda de reporte de la Compañía) utilizando tipos de cambio de cierre de cada periodo de reporte. Las partidas de los Estados de Resultados son convertidas al tipo de cambio promedio del periodo, a menos de que existan fluctuaciones cambiarias significativas durante dicho periodo, en cuyo caso se utilizan los tipos de cambio a las fechas de las transacciones. Las diferencias cambiarias que surjan, en su caso, son reconocidas en los ORI y acumuladas en el capital.

En la baja de una operación con moneda funcional peso, todas las diferencias cambiarias acumuladas en el capital respecto a dicha operación atribuible a la participación controlada de la Compañía son reclasificadas a los resultados.

3. Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres

En la aplicación de las políticas contables de la Compañía, la Administración debe hacer juicios, estimaciones y supuestos sobre los valores en libros de los activos y pasivos en los Estados Financieros Consolidados.

Las estimaciones y supuestos se basan en la experiencia y otros factores que se consideran pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos son revisados de manera regular. Los cambios en las estimaciones contables son reconocidos en el periodo que se realizó el cambio y periodos futuros, si el cambio afecta tanto el periodo actual como los periodos siguientes.

3.1. Juicios críticos al aplicar las políticas contables

A continuación se presentan principales juicios, aparte de aquellos que involucran las estimaciones (ver Nota 3.2.), realizados por la Administración durante el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía y que tienen un efecto significativo en los montos reconocidos en los Estados Financieros Consolidados.

3.1.1. Arrendamientos Financieros

La Administración ha determinado que ciertos contratos deben contabilizarse como arrendamientos financieros al valor presente de los pagos mínimos de los arrendamientos a la fecha de inicio de los acuerdos. Los detalles de los contratos de arrendamientos financieros de activos se incluyen en la Nota 8.

3.1.2. Contabilidad regulatoria

La regulación de tarifas consiste en el establecimiento, a través de regulaciones, de los precios que se pueden cobrar a clientes por servicios o productos por parte de los organismos reguladores

y los gobiernos, a menudo cuando una compañía tiene una posición de mercado dominante o de monopolio que le da un poder de mercado significativo.

Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, no hay guías explícitas en las IFRS con respecto a si las entidades que operan en sectores con tarifas reguladas deben reconocer los activos y pasivos derivados de los efectos de la regulación de tarifas. Los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos (“U. S. GAAP”, por sus siglas en inglés) proporcionan una orientación específica sobre este asunto.

El Comité de Interpretaciones de las IFRS (“IFRIC”, por sus siglas en inglés) ha comentado previamente que los criterios de reconocimiento de tarifas reguladas bajo U. S. GAAP no son congruentes con las IFRS y el IASB. El 30 de enero de 2014, emitió la IFRS 14, *Cuentas de diferimientos de actividades reguladas*. Sin embargo, esta IFRS no es aplicable a la Compañía ya que no es un adoptante inicial. Como resultado, la Compañía no está reconociendo los activos y pasivos de las tarifas reguladas en los Estados Financieros Consolidados. La Administración seguirá monitoreando las deliberaciones futuras del IASB y el IFRIC en lo que se refiere a este tema y su impacto potencial en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

3.1.3. *Contingencias*

La Compañía registra pérdidas sobre las estimaciones de impactos de varios asuntos, situaciones o circunstancias que involucran una incertidumbre en los resultados. Las pérdidas por contingencias, la Compañía devenga la pérdida cuando el evento ha ocurrido o antes de la fecha de los Estados Financieros Consolidados. La Compañía no provisiona contingencias que pudieran resultar en ganancias. La Compañía evalúa continuamente las contingencias por demandas judiciales, remediación ambiental y otros eventos.

3.1.4. *Exención de uso propio*

IAS 39, contiene una exención al tratamiento contable como derivados para acuerdos de suministro físicos para uso propio. Bajo este enfoque, la exención aplica a contratos ordinarios de suministro físico. Sin embargo, la norma también pretende identificar como instrumentos financieros derivados a los contratos que no se utilicen para fines operativos.

Si una partida no financiera puede liquidarse de forma neta, ya sea en efectivo o con otro instrumento financiero, o por medio de intercambio de instrumentos financieros, debe ser contabilizada como instrumento financiero.

Existen varias maneras en que un contrato puede ser liquidado de forma neta. La Administración tiene que aplicar su juicio para evaluar si, entre otras, las prácticas habituales de liquidación de contratos similares o de recibir y vender el artículo en un periodo corto, o, si la materia prima es fácilmente convertible en efectivo, conduciría a la liquidación neta.

La Administración analiza cada contrato de entrega física de bienes no financieros para determinar si se encuentra dentro de la exención de tratamiento contable como derivado por uso propio.

3.1.5. *Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento*

La Compañía evalúa si un arreglo que no tenga la forma legal de un arrendamiento pero que implique el derecho de uso de un activo a cambio de una serie de pagos debe ser contabilizado como un contrato de arrendamiento. La Administración de la Compañía utiliza su juicio para determinar si, en base a los hechos y circunstancias existentes al inicio del contrato, es remoto que partes distintas al comprador tendrán más que una cantidad insignificante de la producción del activo relacionado.

3.1.6. *Clasificación de un negocio conjunto*

La participación en compañías asociadas y en negocios conjuntos se contabiliza utilizando el método de participación.

Es reconocido originalmente al costo, el cual incluye el costo de la transacción. Para el reconocimiento posterior, los Estados Financieros Consolidados incluyen la participación de IEnova en los beneficios o pérdidas de las asociadas y en el Estado Consolidado de Ganancias y ORI, hasta la fecha en que se tenga influencia significativa o control conjunto.

3.2. *Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones*

A continuación se mencionan los supuestos respecto al futuro y otras fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones al final del periodo de reporte, que tienen un riesgo significativo de resultar en ajustes importantes en los valores en libros de los activos y pasivos presentados en los Estados Financieros Consolidados de la Compañía:

3.2.1. *Vidas útiles de propiedad, planta y equipo*

Como se describe en la Nota 2.14., la Compañía revisa las vidas útiles estimadas de sus propiedades, planta y equipo al final de cada periodo de reporte. Ver Nota 14.1. para las vidas útiles de propiedad, planta y equipo.

3.2.2. *Deterioro de activos de larga duración (crédito mercantil)*

Determinar si el crédito mercantil está deteriorado requiere una estimación del valor de uso de las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado el crédito mercantil. El cálculo del valor en uso requiere a la Administración estimar flujos de efectivo futuros que se esperan surjan de la unidad generadora de efectivo y una tasa de descuento apropiada para calcular el valor presente de dichos flujos. Cuando los flujos futuros de efectivo actuales son menores a los esperados, podría ocurrir un deterioro material. Las pruebas de deterioro se realizan de forma anual.

3.2.3. *Obligación por desmantelamiento de activos*

El costo estimado de desmantelamiento al final de la vida útil de los activos de larga duración de la Compañía se revisa periódicamente y se basa en las estimaciones a la fecha de los Estados Consolidados de Posición Financiera del valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos sean retirados de servicio como es requerido por la ley o por obligaciones contractuales. Las fechas de pago de los costos totales estimados de desmantelamiento futuros son inciertas y dependen de la vida de los activos de larga duración, pero actualmente se prevé que sean entre 25 y 50 años. La Compañía utiliza la tasa del “costo de sus préstamos” a largo plazo como tasa de descuento para calcular su provisión en relación con las obligaciones de retiro de activos, que es el costo de los préstamos a 30 años para las empresas en este tipo de industria con calificaciones de crédito similares, medidos por compañías que miden el análisis financiero de las empresas, como Bloomberg.

3.2.4. *Valuación de instrumentos financieros (medición del valor razonable)*

La Compañía utiliza técnicas de valuación que incluyen datos de entrada (inputs) basados en mercados observables para estimar el valor razonable de ciertos tipos de instrumentos financieros. La Nota 24. proporciona información detallada acerca de los supuestos clave utilizados en la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros.

La Compañía considera que las técnicas de valuación y supuestos utilizados son apropiadas en la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros.

3.2.5. *Estimación para cuentas de cobro dudoso (perdidas esperadas)*

La metodología para determinar la estimación para cuentas de cobro dudoso de cuentas por cobrar o de otras cuentas por cobrar es descrita en la Nota 5. Las estimaciones y supuestos utilizados para determinar de la estimación son revisados periódicamente. Aunque las pérdida esperada reconocida se considera apropiada, cambios en las condiciones económicas pueden llevar a cambios en la reserva y, por lo tanto, un impacto en resultados.

3.2.6. *Recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos*

Como se menciona en la Nota 25., la Compañía tiene acumuladas pérdidas fiscales por recuperar, para las cuales se realiza anualmente una evaluación de recuperabilidad.

El uso de estimaciones y supuestos es particularmente importante en el reconocimiento de activos por impuestos diferidos.

3.2.7. *Medición de las obligaciones por beneficios definidos: hipótesis actuariales clave*

Como se describe en la Nota 17., la Compañía utiliza las valuaciones actuariales que incluyen insumos que se basan en tablas estadísticas y de mortalidad publicadas. La Compañía considera que los supuestos utilizados son apropiados para determinar las obligaciones por beneficios.

3.2.8 *Metodología seleccionada de valuación por IEnova Pipelines*

Metodología de selección de valuación

IEnova Pipelines es un negocio regulado que tendrá un retorno de sus costos y un retorno razonable de sus inversiones de capital, sin otra consideración, el valor de los activos de un negocio regulado es el valor del capital invertido. Bajo esta premisa, el FV del activo fijo de los negocios regulados es equivalente al valor en libros para fines de reportes financieros, como el valor en libros refleja la base en la cual se invirtió el capital y por lo cual el negocio regulado podrá tener un retorno razonable de su inversión.

La Compañía ha concluido que el valor en libros de los activos fijos se considerará representado por el FV para fines de IFRS.

3.2.9 *Metodología seleccionada de valuación por Ventika*

Metodología de selección de valuación

Basado en la naturaleza de la planta de energía y en lo generalmente aceptado en la industria, la Compañía se basa en un enfoque de ingresos, especialmente en el método de Flujos de Caja Descontados (“DCF”, por sus siglas en inglés).

Intangibles asociados como los derechos de vía / incluidos en el valor de la propiedad planta y equipo.

Mientras el enfoque de costos, no se basa en el cálculo estimado de valor razonable, debido a que el enfoque por ingresos es preferible para la valuación de parques eólicos en operación, se considera para fines de corroborar la información en relación con el valor razonable estimado utilizando el enfoque de ingresos. Es importante mencionar que el valor razonable estimado incluye un margen de desarrollo (ejemplo: margen antes de los costos de desarrollo / la construcción del proyecto de energía) el cual se encuentra dentro de los rangos razonables de los costos de desarrollo esperados en este tipo de parques eólicos y a la etapa de desarrollo asociada con Ventika, (ejemplo: recientemente entro en operación).

En adición a lo descrito anteriormente, la Compañía utilizó diferentes estimados relacionados con lo siguiente: estadísticas de operación, ingresos, gastos operativos y flujos de efectivo.

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Para propósitos de los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye efectivo, bancos e inversiones en instrumentos en los fondos del mercado de dinero, netos de sobregiros bancarios.

El efectivo y equivalentes de efectivo al final del año como se muestra en el Estado Consolidado de Flujos de Efectivo, puede ser conciliado con las partidas relacionadas en los Estados Consolidados de Posición Financiera como sigue:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/15
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 51,681	\$ 37,208	\$ 24,918

La Compañía mantuvo como efectivo restringido clasificado a corto plazo y largo plazo \$26.3 millones de los cuales \$2.9 millones son a largo plazo, \$55.8 millones y \$51.4 millones al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 respectivamente, y se utiliza para realizar pagos de ciertos costos operativos para la ejecución de proyectos.

5. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Cuentas por cobrar	\$ 146,273	\$ 93,299	\$ 90,523
Estimación para cuentas de cobro dudoso (a)	(40)	(41)	(101)
	<u>146,233</u>	<u>93,258</u>	<u>90,422</u>
Otras cuentas por cobrar	7,416	1,535	10,464
	<u>\$ 153,649</u>	<u>\$ 94,793</u>	<u>\$ 100,886</u>

- (a) Para el segmento de Gas, ECO ha reconocido una estimación de cuentas de cobro dudoso de 80 por ciento para todas las cuentas por cobrar vencidas de 180 a 269 días de antigüedad y, el 100 por ciento para todas las cuentas por cobrar vencidas con más de 270 días de antigüedad, de acuerdo a su experiencia histórica.

La Compañía revisó la metodología con base en IFRS 9: Pérdidas esperadas contra la metodología descrita anteriormente y determinó que el importe registrado es apropiado.

La estimación para cuentas de cobro dudoso es reconocida directamente en la cuenta por cobrar del cliente que generó la reserva entre 30 y 179 días cuando se estima que la cuenta por cobrar no será recuperable de acuerdo al análisis de la recuperabilidad de los saldos de dichos clientes.

Para todas las demás compañías del segmento de Gas y para el segmento de Electricidad el crédito promedio de las cuentas por cobrar es de 30 días.

Las cuentas por cobrar, reveladas en los párrafos anteriores, incluyen los montos que están vencidos al final del periodo de reporte (ver abajo el análisis de antigüedad), pero para los cuales la Compañía no ha reconocido estimación de cuentas incobrables debido a que los montos aún se consideran recuperables.

5.1. Antigüedad de las cuentas por cobrar vencidas pero no reservadas

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
31-120 días	\$ 33	\$ 61	\$ 35
121-180 días	18	21	7
181-270 días	11	5	3
Total	<u>\$ 62</u>	<u>\$ 87</u>	<u>\$ 45</u>
Antigüedad promedio (días)	<u>41</u>	<u>29</u>	<u>30</u>

5.2. *Movimientos de la reserva para cuentas de cobro dudoso*

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Saldo al inicio del año	\$ (41)	\$ (101)	\$ (147)
Pérdidas por deterioro reconocidas en cuentas por cobrar	(69)	(90)	(46)
Montos dados de baja este año como incobrable	66	152	65
Ganancias (pérdidas) por tipo de cambio en moneda extranjera	4	(2)	27
Saldo al final del año	<u>\$ (40)</u>	<u>\$ (41)</u>	<u>\$ (101)</u>

Al determinar la recuperabilidad de una cuenta por cobrar, la Compañía considera cualquier cambio en la calidad crediticia de la cuenta por cobrar a partir de la fecha en que se otorgó inicialmente el crédito y hasta la fecha del periodo de reporte. Ver Nota 24.9. para mayor detalle sobre la administración del riesgo y concentración de crédito de la Compañía.

5.3. *Antigüedad de las cuentas por cobrar a clientes deterioradas*

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
181-270 días	\$ (14)	\$ (20)	\$ (10)
más de 270 días	(26)	(21)	(91)
Total	<u>\$ (40)</u>	<u>\$ (41)</u>	<u>\$ (101)</u>

6. **Transacciones y saldos con partes relacionadas no consolidables**

Las transacciones y saldos entre IEnova y sus subsidiarias, han sido eliminadas durante el proceso de consolidación y no se revelan en esta nota.

6.1 *Transacciones y saldos con partes relacionadas no consolidables*

Durante los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, la Compañía realizó las siguientes transacciones con partes relacionadas no consolidables, como parte de las operaciones normales en curso:

	Ingresos		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Sempra Gas & Power Marketing, LLC (“SG&PM”)	\$ 226,004	\$ 140,914	\$ 62
Sempra LNG International Holdings, LLC (“SLNGIH”)	59,588	103,043	101,998
SLNGI	38,847	—	—
TAG Pipelines Norte	23,357	1,766	—
Sempra International, LLC (“Sempra International”)	1,763	1,844	1,746
Servicios ESJ, S. de R. L. de C. V. (“SESJ”)	1,215	1,072	1,243
Southern California Gas Company (“SoCalGas”)	731	231	12
Sempra LNG ECA Liquefaction, LLC (“SLNGEL”)	81	217	2,026
ESJ	7	—	94

	Ingresos		
	Por los años terminados el		
DEN	—	6,761	—
SGEN	—	—	101,130

	Costo de ingresos, gastos de administración y otros gastos		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
SLNGI	\$ 230,510	\$ 207,505	\$ 178,145
SG&PM	139,565	88,144	4,124
Sempra International	8,509	7,250	8,301
Sempra Infrastructure, LLC. (formerly Sempra U.S. Gas & Power, LLC “USGP”)	5,430	6,936	6,930
SoCalGas	2,026	1,258	1,450
Pacific Enterprises International INC (“PEI INC”)	366	—	—
Sempra Energy Holdings, XI. B. V. (“SEH”)	131	—	—
Sempra Midstream, Inc. (“Sempra Midstream”)	—	492	688
SGEN	—	—	25,335

En las transacciones de operaciones comerciales, existen gastos por servicios administrativos de afiliadas por \$8.5 millones, \$7.3 millones y \$8.3 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente, los cuales fueron cobrados y pagados, y se han distribuido adecuadamente en los segmentos que incurrieron en dichos gastos.

	Ingresos por intereses		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
IMG	\$ 61,581	\$ 17,211	\$ —
ESJ	401	775	1,122
SEG	75	180	24
DEN	—	3,665	4,082

	Costos financieros		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Inversiones Sempra Limitada (“ISL”)	\$ 9,315	\$ 3,491	\$ 534
Peruvian Opportunity Company, S. A. C. (“POC”)	2,941	944	4
SEH	2,310	937	1,236
TAG Pipelines Norte	1,651	50	—
Sempra Oil Trading Suisse (“SOT Suisse”)	1,321	1,265	1,363
Sempra Energy International Holdings, N. V. (“SEI NV”)	209	—	—
Inversiones Sempra Latin America Limitada (“ISLA”)	—	1,174	1,618
SEG (i)	—	332	831
DEN	—	143	46

	Costos financieros	
	Por los años terminados el	
SEMCO (ii)	—	364

- i. El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por \$800.0 millones con SEG, para financiar la adquisición de IEnova Pipelines. El préstamo tuvo un vencimiento de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo fue LIBOR más 110 puntos base ("PBS") sobre el saldo pendiente de pago, pagadero mensualmente. En octubre de 2016, con los flujos de efectivo generados de la Oferta Global, la Compañía liquidó este préstamo incluyendo sus intereses correspondientes.
- ii. El 26 de septiembre de 2016, IEnova celebró un contrato de préstamo por \$350.0 millones con SEMCO, para financiar la adquisición de IEnova Pipelines. El préstamo tuvo un vencimiento de dos meses, la tasa de interés de dicho préstamo fue LIBOR más 110 PBS sobre el saldo pendiente de pago, pagadero mensualmente.

A continuación se muestran los saldos pendiente de cobro y de pago a la fecha del reporte:

	Saldos por cobrar a partes relacionadas no consolidables		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
SG&PM	\$ 40,600	\$ 10,723	\$ —
TAG Pipelines Norte	2,234	4,289	—
PEI INC	1,803	—	—
SESJ	346	371	174
SoCalGas	60	21	—
SLNGIH	—	9,162	6,456
SLNGEL	—	34	53
DEN	—	—	5,754
ESJ	—	—	539
	<u>\$ 45,043</u>	<u>\$ 24,600</u>	<u>\$ 12,976</u>

	Saldos por pagar a partes relacionadas no consolidables		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
ISL (iii)	\$ 165,768	\$ 275,188	\$ 30,025
POC (iv)	102,000	102,020	20,004
SG&PM	23,412	17,525	491
SLNGI	18,795	16,360	11,135
PEI INC	390	—	—
SoCalGas	199	98	120
Sempra International	122	226	582
SEH (v)	10	132,800	—
ISLA (iii)	—	—	160,091
SOT Suisse (vi)	—	—	38,460
Sempra Midstream	—	—	6
	<u>\$ 310,696</u>	<u>\$ 544,217</u>	<u>\$ 260,914</u>

- iii. El 2 de marzo de 2015, IEnova celebró dos contratos de línea de crédito por montos de \$90.0 millones y \$30.0 millones, con ISLA e ISL, respectivamente, dichos préstamos son para financiar operaciones corporativas en general y para capital de trabajo, con un vencimiento de nueve meses con opción a

extenderse hasta por cuatro años. La tasa de interés de dichas líneas de crédito es del 1.98 por ciento anual pagaderos trimestralmente.

En diciembre de 2016, la Compañía firmó acuerdos modificando los contratos iniciales y las nuevas características son: el vencimiento de los préstamos se extiende y deben pagarse en su totalidad el 15 de diciembre de 2017. La tasa de interés aplicable es de 1.75 por ciento anual, pagadero trimestralmente.

El 27 de diciembre de 2016, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$70.0 millones con ISLA, para financiar capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un periodo de doce meses, con opción a extenderse hasta cuatro años. La tasa de interés aplicable es del 1.75 por ciento anual, pagadero trimestralmente. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 21 de marzo de 2017, IEnova suscribió con ISL una línea de crédito por \$85.0 millones, para financiar capital de trabajo y fines corporativos generales. El crédito tiene un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta por cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 60 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

Con fecha efectiva 1 de junio de 2017, ISLA se fusionó con ISL, siendo esta la entidad que se mantiene después de la fusión, las condiciones de los acuerdos entre ISL e IEnova siguen siendo las mismas.

El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó convenios modificatorios a los términos de los contratos sobre los \$ 90.0 millones, \$ 30.0 millones y \$ 70.0 millones de las líneas de crédito con ISL, las nuevas características son las siguientes: el plazo fue extendido y vence y es exigible en su totalidad el diciembre 15, 2018, la tasa de interés aplicable se computará con base a la tasa LIBOR a tres meses más 63 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 16 de enero de 2018, IEnova suscribió con ISL una línea de crédito por \$70.0 millones, para financiar capital de trabajo y fines corporativos generales. El crédito tiene un plazo de doce meses, con la opción de ser extendido. La tasa de interés aplicable se computará trimestralmente a la tasa LIBOR más 63 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 21 de marzo de 2018, la Compañía firmó un convenio que modifica los términos de los contratos sobre los \$85.0 millones de la línea de crédito con ISL, las nuevas características son las siguientes: el plazo fue extendido y vence y es exigible en su totalidad el 21 de marzo de 2019, a tasa de interés aplicable se computará con base a la tasa LIBOR a tres meses más 63 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 30 de noviembre de 2018, la Compañía realizó un pago a ISL por \$179.2 millones, las líneas de crédito por \$90.0 millones y \$70.0 millones fueron pagados en su totalidad y la línea de crédito por \$30.0 millones fue parcialmente pagada quedando un saldo pendiente de pago por \$165.8 millones.

El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio modificatorio a los términos de la línea de crédito sobre los \$30.0 millones y \$70.0 millones con ISL, las nuevas características son las siguientes: el plazo fue extendido y vence y es exigible en su totalidad el 15 de diciembre de 2019, la tasa de interés aplicable se computará a la tasa LIBOR a tres meses más 1.024 por ciento por año, pagaderos trimestralmente. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

- iv. El 27 de diciembre de 2016, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$20.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y para operaciones corporativas en general. El crédito es por un periodo de doce meses, con opción a extenderse hasta cuatro años. La tasa de interés aplicable es del 1.75 por ciento anual, pagadero trimestralmente.

El 27 de abril de 2017, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$19.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 60 PBS por año.

El 26 de junio de 2017, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$21.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 70 PBS por año. El 26 de junio de 2018, IEnova firmó un acuerdo modificatorio con el fin de extender la línea de crédito hasta el 15 de diciembre de 2018.

El 29 de septiembre de 2017, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$21.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 70 PBS por año. El 28 de septiembre de 2018, IEnova firmó un acuerdo modificatorio con el fin de extender la línea de crédito hasta el 15 de diciembre de 2018.

El 15 de diciembre de 2017, la Compañía firmó convenios modificatorios sobre el crédito por \$20.0 millones dólares con POC y las nuevas características son las siguientes: el plazo fue extendido y vence y es exigible en su totalidad el 15 de diciembre de 2018, la tasa de interés aplicable se computará a la tasa LIBOR a tres meses más 63 PBS por año. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

El 28 de diciembre de 2017, IEnova celebró un contrato de línea de crédito por un monto de \$21.0 millones con POC, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de doce meses, con la opción de extenderlo hasta cuatro años. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 63 PBS por año.

El 15 de diciembre de 2018, la Compañía firmó un convenio modificatorio aplicable a los siguientes contratos:

- \$20.0 millones (pactado originalmente el 27 de diciembre de 2016)
- \$19.0 millones (pactado originalmente el 27 de abril de 2017)
- \$21.0 millones (pactado originalmente el 26 de junio de 2017)
- \$21.0 millones (pactado originalmente el 29 de septiembre de 2017)
- \$21.0 millones (pactado originalmente el 28 de diciembre de 2017)

Las nuevas condiciones del contrato de \$102.0 millones con POC son las siguientes: el plazo fue extendido y vence y es exigible en su totalidad el 15 de diciembre de 2019, la tasa de interés aplicable se computará a la tasa LIBOR a tres meses más 90 PBS anual, pagaderos trimestralmente. El interés se pagará el último día de cada trimestre calendario.

- v. El 23 de agosto de 2017, IEnova celebró un contrato de crédito con SEH por \$ 132.8 millones, para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. El crédito es por un plazo de seis meses. El interés del saldo pendiente se paga trimestralmente a la tasa LIBOR a tres meses más 61 PBS por año.

El 6 de febrero de 2018, IEnova firmó un acuerdo modificatorio con el fin de extender el préstamo hasta el 22 de agosto de 2018. En agosto la deuda de \$132.8 millones fue pagada en su totalidad por la Compañía.

- vi. Respecto al préstamo con SOT Suisse la Compañía pagó durante 2018, 2017 y 2016 intereses anuales por un monto de \$1.2 millones, \$1.3 millones y \$1.4 millones, respectivamente. El préstamo devenga intereses variables basados en la tasa del tesoro de los Estados Unidos a mediano plazo más 200 PBS (tasa promedio de 3.99 por ciento, 3.29 por ciento y 3.58 por ciento, en 2018, 2017 y 2016 respectivamente).

Las transacciones con partes relacionadas no consolidables durante 2018, 2017 y 2016, se han llevado a cabo de acuerdo a los requerimientos aplicables de precios de transferencia. Hasta el 31 de diciembre 2018, y hasta la fecha de este informe, son consistentes con la naturaleza y con los importes de periodos anteriores. Los saldos pendientes no están garantizados y serán pagados en efectivo. No hay garantías otorgadas o recibidas; no se ha reconocido ninguna estimación de cobro dudoso relativa a los montos adeudados por partes relacionadas no consolidables.

6.2 Préstamos otorgados a partes relacionadas no consolidables

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
IMG (i)	\$ 640,775	\$ 487,187	\$ —
ESJ	3,411	6,700	14,307
SEG	2,111	—	—
DEN	—	—	90,045
	<u>\$ 646,297</u>	<u>\$ 493,887</u>	<u>\$ 104,352</u>

- i. El 21 de Abril de 2017, IEnova celebró un contrato de préstamo con IMG, otorgando una línea de crédito por un monto de hasta \$9,041.9 millones de Pesos Mexicanos, la fecha de vencimiento es el 15 de marzo de 2022. La tasa de interés aplicable es la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (“TIE”) a 91 días más 220 PBS, capitalizables trimestralmente.

El 6 de Diciembre de 2017, la Compañía celebró un convenio modificatorio para la ampliación de la línea de crédito hasta por un monto de \$14,167.9 millones de Pesos Mexicanos.

Al 31 de diciembre de 2018 el saldo del préstamo es de \$12,612.3 millones de Pesos Mexicanos el cual incluye intereses capitalizados por un monto de \$1,457.6 millones de Pesos Mexicanos.

6.3 Préstamos recibidos de partes relacionadas no consolidables

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
SEI NV (i)	\$ 38,460	\$ —	\$ —
TAG Pipelines Norte (ii)	36,701	35,050	—
SOT Suisse (i)*	—	38,460	—
DEN	—	—	3,080
	<u>\$ 75,161</u>	<u>\$ 73,510</u>	<u>\$ 3,080</u>

* Este monto se reclasificó en 2016 al pasivo a corto plazo.

- i. El 17 de marzo de 2017, IEnova firmó un acuerdo modificatorio con SOT Suisse con el fin de extender el préstamo por siete años. La tasa de interés aplicable es LIBOR a tres meses más 180 PBS, pagaderos anualmente.

El 9 de noviembre de 2018, el contrato celebrado entre la Compañía y SOT Suisse fue transferido a SEI NV sin ninguna modificación a los términos y condiciones originales excepto por la modificación en la tasa de interés a tres meses LIBOR más 137 PBS por año. El crédito vence el 17 de marzo 2024.

- ii. El 19 de diciembre de 2017, DEN celebró un contrato de línea de crédito por \$35.0 millones con TAG, la cual será utilizada para financiar capital de trabajo y propósitos corporativos generales. La línea de crédito es por un plazo de cuatro años. Los intereses se determinan sobre el saldo insoluto a una tasa LIBOR a seis meses más 290 PBS anual y son pagaderos trimestralmente.

6.4 Remuneración del personal clave de la Administración

La compensación pagada al personal clave de la Administración de la Compañía fue de \$13.5 millones, \$10.3 millones y \$5.0 millones, por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

No hay préstamos otorgados por la Compañía a su personal clave de la Administración.

7. Inventarios de gas natural

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas natural licuado	\$ 3,516	\$ 7,196	\$ 6,083

El valor de los inventarios reconocidos como costo fue de \$222.0 millones, \$194.0 millones y \$164.4 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

Por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, no se han registrado en los resultados de la Compañía disminuciones al valor de los inventarios, debido a su evaluación a su valor neto de realización.

8. Arrendamientos financieros por cobrar

8.1. Arrendamientos financieros por cobrar - Estación de compresión de gas natural

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 433	\$ 308	\$ 219
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	13,394	13,827	14,135
	<u>\$ 13,827</u>	<u>\$ 14,135</u>	<u>\$ 14,354</u>

Contratos de arrendamiento

La Compañía celebró un contrato de arrendamiento financiero para una de sus estaciones de compresión. El contrato de arrendamiento se encuentra denominado en Dólares. La duración del contrato de arrendamiento financiero es de 25 años.

8.1.1. Saldos por cobrar por arrendamientos financieros

	Pagos mínimos de arrendamiento			Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
A menos de un año	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 433	\$ 308	\$ 219
A más de un año y no más de 5 años	20,544	21,828	22,458	4,348	3,464	3,403
Más de 5 años	14,123	17,975	24,395	9,046	10,363	10,732
	<u>39,803</u>	<u>44,939</u>	<u>51,989</u>	<u>13,827</u>	<u>14,135</u>	<u>14,354</u>
Menos: ingresos financieros no devengados	<u>(25,976)</u>	<u>(30,804)</u>	<u>(37,635)</u>	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 13,827</u>	<u>\$ 14,135</u>	<u>\$ 14,354</u>	<u>\$ 13,827</u>	<u>\$ 14,135</u>	<u>\$ 14,354</u>

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del año de reporte.

La tasa de interés del arrendamiento financiero es fija a la fecha del contrato y por toda la duración del arrendamiento.

La tasa de interés efectiva promedio contratada es de aproximadamente 34.5 por ciento anual por 2018, 2017 y 2016. El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.2. Arrendamientos financieros por cobrar – Gasoducto Los Ramones I

	Por los años terminados el		
	31/12/18	12/31/17	12/31/16
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 4,517	\$ 3,665	\$ 3,383
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	562,888	567,405	571,070
	<u>\$ 567,405</u>	<u>\$ 571,070</u>	<u>\$ 574,453</u>

Contratos de arrendamiento

La Compañía celebró un contrato de arrendamiento financiero para un gasoducto de gas natural y estaciones de compresión. El contrato de arrendamiento se encuentra denominado en Dólares. La duración del contrato de arrendamiento financiero es de 25 años.

8.2.1 Saldos por cobrar por arrendamientos financieros

	Pagos mínimos de arrendamiento			Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	12/31/17	12/31/16	31/12/18	12/31/17	12/31/16
A menos de un año	\$ 86,470	\$ 87,104	\$ 87,639	\$ 4,517	\$ 3,665	\$ 3,383
A más de un año y no más de 5 años	426,802	424,616	428,582	32,643	28,108	23,997
Más de 5 años	812,855	901,512	984,650	530,245	539,297	547,071
	<u>1,326,127</u>	<u>1,413,232</u>	<u>1,500,871</u>	<u>567,405</u>	<u>571,070</u>	<u>574,451</u>
Menos: ingresos financieros no devengados	<u>(758,722)</u>	<u>(842,162)</u>	<u>(926,418)</u>	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 567,405</u>	<u>\$ 571,070</u>	<u>\$ 574,453</u>	<u>\$ 567,405</u>	<u>\$ 571,070</u>	<u>\$ 574,451</u>

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del año de reporte.

La tasa de interés del arrendamiento financiero es fija a la fecha del contrato y por toda la duración del arrendamiento.

La tasa de interés efectiva promedio contratada es de aproximadamente 15.2 por ciento anual por 2018, 2017 y 2016. El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

8.3. *Arrendamientos financieros por cobrar - Etanoducto*

	Por los años terminados el		
	31/12/18	12/31/17	12/31/16
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 4,859	\$ 4,153	\$ 3,553
Arrendamiento financieros por cobrar a largo plazo	356,093	360,952	365,106
	<u>\$ 360,952</u>	<u>\$ 365,105</u>	<u>\$ 368,659</u>

Contratos de arrendamiento

La Compañía celebró un contrato de arrendamiento financiero para el etanoducto. El contrato de arrendamiento se encuentra denominado en dólares.

El sistema de transporte se refiere a:

Segmento I. Transporte de gas etano desde el Complejo de Etileno XXI Braskem-IDESA hasta la Cangrejera (Veracruz), a través de un gasoducto con un diámetro de 20 pulgadas y 4 km de longitud. La duración del arrendamiento financiero es de 20.5 años.

Segmento II. Transporte de gas etano desde Nuevo Pemex (Tabasco) hasta Cactus (Chiapas), a través de un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro y 15 km de longitud; y de Cactus al Complejo de Etileno XXI (Braskem-IDESA) a través de un gasoducto con un diámetro de 24 pulgadas y 133.5 km de longitud. La duración del arrendamiento financiero es de 20.5 años.

Segmento III. Transporte de etano líquido desde Ciudad Pemex hasta Nuevo Pemex (Tabasco) a través de un gasoducto con un diámetro de 20 pulgadas y 73.5 km de longitud. La duración del arrendamiento financiero es de 21 años.

El desglose del arrendamiento financiero al 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Importe
Segmento I	\$ 31,257
Segmento II	183,814
Segmento III	145,881
Total	<u>\$ 360,952</u>

8.3.1 Saldos por cobrar por arrendamientos financieros

	Pagos mínimos de arrendamiento			Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	12/31/17	12/31/16	31/12/18	12/31/17	12/31/16
A menos de un año	\$ 54,704	\$ 55,393	\$ 55,976	\$ 4,859	\$ 4,153	\$ 3,553
A más de un año y no más de 5 años	258,766	264,235	\$ 268,951	38,948	33,512	\$ 28,779
Más de 5 años	416,097	388,982	\$ 439,651	317,145	327,440	\$ 336,327
	729,567	708,610	764,578	360,952	365,105	368,659
Menos: ingresos financieros no devengados	(368,615)	(343,505)	(395,919)	n/a	n/a	n/a
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>\$ 360,952</u>	<u>\$ 365,105</u>	<u>\$ 368,659</u>	<u>\$ 360,952</u>	<u>\$ 365,105</u>	<u>\$ 368,659</u>

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del año.

El interés efectivo promedio contratado es de aproximadamente 16.0 por ciento para el segmento I y 14.0 por ciento para los segmentos II y III al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016. El arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 no se encuentra vencido ni presenta indicios de deterioro.

9. Otros activos

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Cuota inicial de licitación de la terminal marítima de Veracruz (Ver Nota 1.2.13.d.)	\$ 54,163	\$ 28,179	\$ —
Cuota inicial de licitación de la terminal marítima de Topolobampo (Ver Nota 1.2.13.h.)	18,371	—	—
Derechos de vía	14,073	—	—
Anticipos otorgados	8,966	9,621	9,495
Tarifa contractual	5,744	—	—
Costos de emisión de carta de crédito (LOCF)	1,506	—	—
Derechos de interconexión de gasoductos	1,486	1,637	1,792
Pagos anticipados por arrendamiento de terrenos	547	526	839
Sistema de control de integridad de gasoductos	468	593	—
IMPAC por recuperar	—	1,455	1,698
Desbalance de gas natural	—	974	320
	<u>\$ 105,324</u>	<u>\$ 42,985</u>	<u>\$ 14,144</u>
Gasto por amortización (a)	<u>\$ (1,569)</u>	<u>\$ —</u>	<u>\$ —</u>
	<u>\$ 103,755</u>	<u>\$ 42,985</u>	<u>\$ 14,144</u>
Circulantes	\$ 9,695	\$ 10,327	\$ 9,289
No circulantes	94,060	32,658	4,855
	<u>\$ 103,755</u>	<u>\$ 42,985</u>	<u>\$ 14,144</u>

- a. El gasto por amortización al 31 de diciembre 2018 esta relacionado con las terminales marítimas de Veracruz y Topolobampo por \$1,504.0 millones y \$65.0 millones, respectivamente.

10. Inversión en negocios conjuntos

10.1. IEnova Pipelines

Hasta el 26 de septiembre de 2016, la Compañía poseía una participación del 50 por ciento en IEnova Pipelines, un negocio conjunto con Pemex TRI subsidiaria de Pemex. IEnova Pipelines opera tres gasoductos de gas natural, cinco estaciones de compresión de gas natural, un sistema de GLP y un etanoducto en los estados de Chiapas, Chihuahua, Nuevo León, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz y un depósito de GLP en el estado de Jalisco, México.

A partir del 27 de septiembre de 2016, la Compañía consolida totalmente a IEnova Pipelines. (Ver Nota 11.1.)

10.2. ESJ

ESJ, el negocio conjunto conformado entre IEnova y Saavi Energía, inició operaciones en Junio de 2015. Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, la Compañía registra el 50 por ciento de la participación en ESJ mediante método de participación. Los Estados Consolidados de Posición Financiera de ESJ y el método de participación se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 1,695	\$ 2,785	\$ 9,601
Otros activos	24,165	18,479	15,201
Total activos circulantes	<u>25,860</u>	<u>21,264</u>	<u>24,802</u>
Impuestos a la utilidad diferidos	2,849	4,778	5,413
Otros activos	2,784	2,795	2,650
Propiedad, planta y equipo, neto	241,457	252,856	264,468
Total activos no circulantes	<u>247,090</u>	<u>260,429</u>	<u>272,531</u>
Total activos	<u>\$ 272,950</u>	<u>\$ 281,693</u>	<u>\$ 297,333</u>
Pasivos circulantes	\$ 16,673	\$ 17,509	\$ 17,777
Pasivos no circulantes	210,991	231,048	255,070
Total pasivos	<u>\$ 227,664</u>	<u>\$ 248,557</u>	<u>\$ 272,847</u>
Total capital contable	<u>\$ 45,286</u>	<u>\$ 33,136</u>	<u>\$ 24,486</u>
Participación en el capital contable	\$ 22,643	\$ 16,568	\$ 12,243
Crédito mercantil	12,121	12,121	12,121
Importe registrado como inversión en ESJ	<u>\$ 34,764</u>	<u>\$ 28,689</u>	<u>\$ 24,364</u>

Los Estados Consolidados de Ganancias de ESJ se presentan como sigue:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Ingresos	\$ 45,759	\$ 46,570	\$ 44,283
Gastos de operación, administración y otros gastos	(20,210)	(22,147)	(20,773)
Costos financieros	(15,166)	(15,929)	(16,731)
Otras ganancias, netas	48	13	221
Gasto por impuestos a la utilidad	(2,780)	(1,340)	(1,886)
Utilidad neta del año	<u>\$ 7,651</u>	<u>\$ 7,167</u>	<u>\$ 5,114</u>
Participación en las ganancias de ESJ	<u>\$ 3,825</u>	<u>\$ 3,583</u>	<u>\$ 2,557</u>

- a. **Contrato de financiamiento para el proyecto ESJ.** El 12 de junio de 2014, ESJ firmó un convenio de financiamiento por \$239.8 millones para financiar el proyecto de construcción del parque eólico, con un grupo de cinco bancos: Mizuho como líder coordinador, North American Development Bank (“NADB”) como banco técnico y modelador, Nacional Financiera, S. N. C. Institución de Banca de Desarrollo (“NAFINSA”), NORD/LB y SMBC como prestamistas.

El 30 de junio de 2015, ESJ convirtió los préstamos de construcción en préstamos a largo plazo con vencimiento a 18 años. El período de amortización del crédito termina el 30 de junio de 2033, con pagos semestrales (cada 30 de junio y 30 de diciembre hasta la fecha de vencimiento), comenzando el 30 de diciembre de 2015. El crédito devenga intereses a la tasa LIBOR más el margen aplicable.

Años	LIBOR Margen aplicable
junio 2015 - junio 2019	2.375%
junio 2019 - junio 2023	2.625%
junio 2023 - junio 2027	2.875%
junio 2027 - junio 2031	3.125%
junio 2031 - junio 2033	3.375%

De acuerdo con el contrato de financiamiento, la posibilidad de hacer retiros terminó en la fecha de conversión del contrato, que fue el 30 de junio de 2015. ESJ realizó retiros por un monto total acumulado de \$239.8 millones de la línea de crédito. La deuda pendiente de pago al 31 de diciembre 2018, se muestra a continuación:

	Saldo de la deuda
Mizuho	\$ 46,256
SMBC	46,256
NORD/LB	46,256
NAFINSA	33,640
NADB	33,640
	<u>\$ 206,048</u>

- b. **Coberturas (“swaps”) de tasas de interés.** Con el objeto de cubrir el riesgo de cambios de la tasa de interés asociados con el préstamo, ESJ celebró tres contratos de intercambio de tasa de interés con Mizuho, SMBC y NORD/LB; cada uno firmado el 12 de junio de 2014 y con fecha efectiva el 30 de junio de 2015.

Los términos de los swaps que cubren la tasa de interés se diseñaron para contrarrestar los términos críticos de los pagos de intereses. Los swaps se contabilizan como coberturas del flujo de efectivo.

- c. **Otras revelaciones.** El acuerdo entre los socios prevé ciertas restricciones y beneficios por la venta de la participación en ESJ. El acuerdo establece que los dividendos deben ser aportados a prorrata por los accionistas.

10.3. IMG

El negocio conjunto formado entre IEnova y TransCanada, para la construcción del ducto marino Sur de Texas - Tuxpan en el cual TransCanada participa con el 60 por ciento de inversión en el capital y IEnova mantiene el 40 por ciento remanente.

Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, la Compañía registra el 40 por ciento de participación en IMG mediante método de participación. Los Estados Consolidados de Posición Financiera de IMG y el método de participación se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 55,333	\$ 58,284	\$ 128,110
Cuentas por cobrar	60,322	—	—
Impuesto al valor agregado por recuperar	51,371	195,350	12,264
Otros activos	1	434	683
Total de activos circulantes	<u>167,027</u>	<u>254,068</u>	<u>141,057</u>
Total de activos no circulantes	<u>2,594,950</u>	<u>1,653,554</u>	<u>135,494</u>
Total activos	<u>\$ 2,761,977</u>	<u>\$ 1,907,622</u>	<u>\$ 276,551</u>
Pasivos circulantes	\$ 364,716	\$ 176,771	\$ 27,916
Deuda a largo plazo	1,602,029	1,222,973	—
Ingresos diferidos	56,754	—	—
Impuesto diferido	51,785	34,209	2,678
Total de pasivos no circulantes	<u>1,710,568</u>	<u>1,257,182</u>	<u>2,678</u>
Total pasivos	<u>\$ 2,075,284</u>	<u>\$ 1,433,953</u>	<u>\$ 30,594</u>
Total capital contable	<u>\$ 686,693</u>	<u>\$ 473,669</u>	<u>\$ 245,957</u>
Participación en el capital contable	274,677	189,468	98,383
Garantías	5,018	5,018	—
Remediación en tasas de interés (c)	(37,653)	—	—
Participación en el capital contable e importe registrado como inversión en IMG	<u>\$ 242,042</u>	<u>\$ 194,486</u>	<u>\$ 98,383</u>

Los Estados Consolidados de Ganancias (Pérdidas) de IMG se muestran a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Ingreso (costo) financiero, neto	\$ 7,582	\$ 78,082	\$ (467)
Otras ganancias (pérdidas), neto*	9,858	692	(1,646)
Gasto por impuestos a la utilidad	(17,657)	(31,233)	(3,122)
(Pérdida) utilidad del año	<u>\$ (217)</u>	<u>\$ 47,541</u>	<u>\$ (5,235)</u>
Participación en las (pérdidas) utilidades de IMG	<u>\$ (87)</u>	<u>\$ 19,016</u>	<u>\$ (2,094)</u>

* Incluye el impacto de tipo de cambio derivado de un préstamo intercompañía denominado en Pesos otorgado por la Compañía y TransCanada a IMG por cada participación accionaria correspondiente a financiar. En los Estados Consolidados de Ganancias de la Compañía, en el rubro de "Otras ganancias (pérdidas), neto" se incluyen otras ganancias (pérdidas) cambiarias netas las cuales compensan totalmente los efectos mencionados.

a. **Financiamiento del proyecto IMG.** Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, los recursos utilizados para el diseño y la construcción del gasoducto marino han sido financiados con capital contribuido por los accionistas y préstamos.

El 21 de abril de 2017, IMG celebró dos contratos de crédito revolvente con IEnova y TransCanada, por \$9,041.9 millones de Pesos Mexicanos y \$13,513.1 millones de Pesos Mexicanos, respectivamente.

El 6 de diciembre de 2017, IEnova y TransCanada renegociaron las líneas de crédito ampliándolas a \$14,167.9 millones de Pesos Mexicanos y \$21,252.1 millones de Pesos Mexicanos, respectivamente. Las líneas de crédito devengan intereses a una tasa TIIE más 220 PBS.

Al 31 de diciembre de 2018, el saldo pendiente del préstamo que se muestra en el balance de IEnova es por un monto de \$12,612.3 millones de pesos Mexicanos.

El 23 de marzo de 2018, IMG suscribió una línea de crédito por \$300.0 millones de dólares con Scotiabank, el cual puede disponerse en Dólares americanos o en Pesos Mexicanos, para financiar pagos de Impuesto al Valor Agregado y otros gastos de capital. El crédito tiene plazo de un año, con la opción de extenderlo hasta por un período de un año adicional, el interés del saldo pendiente se paga a la tasa LIBOR más 90 PBS para los dólares americanos o a tasa TIIE más 50 puntos base para los pesos Mexicanos, al término de la vigencia del préstamo junto con el capital.

Al 31 de diciembre de 2018 el saldo de esta línea de crédito fue de \$278.7 millones.

b. **Garantías.** IEnova y TransCanada han proporcionado garantías a terceros asociados con la construcción del ducto marino de gas natural del Sur de Texas - Tuxpan de IMG. El monto de las garantías otorgadas por IEnova de acuerdo a su participación en el proyecto es de aproximadamente \$5.3 millones y terminará al cumplirse todas las obligaciones garantizadas. Las garantías concluyen en distintos períodos y hasta julio 2019.

c. **Remediación de la tasa de interés capitalizable.** Al 31 de diciembre de 2018, el importe ajustado en el ejercicio por el préstamo entre IEnova e IMG fue de \$37.7 millones, derivado de la diferencia en las tasas de intereses capitalizadas de los proyectos en construcción, la tasa pactada en el préstamo es TIIE más 220 PBS, resultando un promedio del 10.2 por ciento durante 2018; mientras que la tasa de financiamiento de los recursos utilizados por IEnova es en promedio de 3.9 por ciento durante 2018.

- d. **Contribución de capital.** El 28 de febrero de 2018, la Compañía aportó \$24.8 millones de capital a IMG.

El 20 de septiembre de 2018, la Compañía aportó \$20.2 millones de capital a IMG.

El 30 de octubre de 2018, la Compañía aportó \$34.9 millones de capital a IMG.

- e. **Otras revelaciones.** La construcción de la línea principal costa afuera se completó en mayo de 2018, el proyecto tiene como fecha de servicio anticipada, principios del segundo trimestre de 2019, con una inversión aproximada de \$2.4 billones, equivalente a \$1.0 billones, respecto el 40 por ciento de participación que tiene IEnova. Se firmó un acuerdo modificadorio con la Comisión Federal de Electricidad ("CFE") donde se reconoce la fuerza mayor y pago de cargos de capacidad fija a partir del 31 de octubre de 2018.

10.4. DEN

Hasta el 31 de octubre de 2017, la Compañía poseía una participación del 50 por ciento de DEN, un negocio conjunto con Pemex TRI.

A partir de noviembre 2017, la Compañía consolida por completo a DEN.

Los Estados Consolidados de Posición Financiera de DEN y el método de participación de la Compañía, se muestran a continuación:

	Por los años terminados el	
	31/12/17	31/12/16
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 17,257	\$ 8,819
Afiliadas no consolidadas	4,135	4,012
Otros activos	7,166	4,278
Total activos circulantes	<u>28,558</u>	<u>17,109</u>
Impuestos a la utilidad diferidos	\$ 10,361	\$ 17,364
Inversiones en negocios conjuntos	195,981	155,327
Propiedad, planta y equipo, neto	1,795	1,689
Total activos no circulantes	<u>208,137</u>	<u>174,380</u>
Total activos	<u>\$ 236,695</u>	<u>\$ 191,489</u>
Pasivos circulantes	\$ 68	\$ 646
Pasivos no circulantes	194,010	185,627
Total pasivos	<u>\$ 194,078</u>	<u>\$ 186,273</u>
Total capital contable	<u>\$ 42,617</u>	<u>\$ 5,216</u>
Importe registrado como inversión en DEN	<u>\$ 21,309</u>	<u>\$ 2,608</u>

Los Estados Consolidados de Ganancias de DEN se muestran a continuación:

	Por los años terminados el	
	31/12/17	31/12/16
Ingresos	\$ 18,532	\$ 5,623
Gastos de operación, administración y otros	(7,185)	(5,310)
Costos financieros	(7,394)	(2,126)
Otras pérdidas, netas	(202)	(341)
(Gasto) beneficio por impuestos a la utilidad	(7,003)	3,464
Participación en las utilidades de negocios conjuntos, neto de impuestos a la utilidad	41,551	2,604
Utilidad del periodo / año	<u>\$ 38,299</u>	<u>\$ 3,914</u>
Participación en las utilidades de DEN	<u>\$ 19,150</u>	<u>\$ 1,957</u>

El 15 de noviembre de 2017, IEnova adquirió el 50 por ciento de la inversión de Pemex TRI en DEN, por lo que a partir de noviembre DEN se convirtió en subsidiaria consolidada de IEnova. (Ver nota 11.3.).

10.5. TAG

TAG, junto con TAG Pipelines Norte participan en un negocio conjunto entre IEnova y un consorcio comprendido por BlackRock y First Reserve, son dueños del gasoducto Los Ramones Norte, el cual comenzó su operación en febrero de 2016.

En noviembre de 2017, la Compañía incremento su participación indirecta en TAG de un 25.0 por ciento a un 50.0 por ciento. (Ver Nota 11.3.).

Al 31 de diciembre 2018, la Compañía reconoció la inversión en TAG mediante el método de participación. Los Estados Consolidados de Posición Financiera de TAG y el método de participación se muestra a continuación:

	Por el año terminado el	
	31/12/18	31/12/17
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 88,977	\$ 81,823
Otros activos	36,917	22,293
Total activos circulantes	<u>125,894</u>	<u>104,116</u>
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidables	73,715	70,698
Arrendamiento financiero por cobrar	1,411,308	1,431,703
Otros activos	3,202	16,466
Propiedad, planta y equipo, neto	15,282	15,471
Total activos no circulantes	<u>1,503,507</u>	<u>1,534,338</u>
Total activos	<u>\$ 1,629,401</u>	<u>\$ 1,638,454</u>
Pasivos circulantes	\$ 69,115	\$ 58,023
Pasivos no circulantes	1,083,748	1,178,616
Total pasivos	<u>\$ 1,152,863</u>	<u>\$ 1,236,639</u>
Total capital contable	<u>\$ 476,537</u>	<u>\$ 401,815</u>
Participación en el capital contable	\$ 238,269	\$ 200,907

	Por el año terminado el	
	31/12/18	31/12/17
Remediación de la inversión	99,020	99,020
Importe registrado como inversión en TAG	\$ 337,289	\$ 299,927

El Estado Consolidado de Ganancias Condensado de TAG se muestra a continuación:

	Por el año terminado el	Por el período del
	31/12/18	01/11/2017 al 31/12/2017
Ingresos	\$ 211,002	\$ 32,411
Gastos de operación, administración y otros gastos	(32,903)	(6,876)
Costos financieros	(60,052)	(10,517)
Otras (pérdidas) ganancias, neto	(1,564)	217
Gasto por impuestos a la utilidad	(47,992)	(9,378)
Utilidad neta del periodo	\$ 68,491	\$ 5,857
Participación en las utilidades de TAG	\$ 34,246	\$ 2,928

- a. **Contrato de financiamiento para el proyectos TAG.** El 19 de diciembre de 2014, TAG (subsidiaria de DEN), celebró un contrato de crédito con Santander como prestamista, agente administrativo y agente de garantía, con la finalidad de financiar la ingeniería, procuración, construcción y puesta en marcha del gasoducto.

Durante 2016 y 2015, hubo renovaciones del crédito, que incluyen bancos adicionales que participan en el crédito total. La cantidad total del crédito es de \$1,274.5 millones, dividido en las siguientes disposiciones: i) de disposición a largo plazo, hasta \$701.0 millones, ii) disposición a corto plazo, hasta \$513.3 millones y iii) la carta de crédito por el importe de reserva para el servicio de la deuda de cobertura hasta \$60.2 millones.

Las líneas de crédito tienen vencimiento en diciembre de 2026 y diciembre de 2034 para el corto y largo plazo de los préstamos, respectivamente, con vencimientos semestrales generan intereses a una tasa LIBOR más el margen aplicable que se muestra a continuación:

Años	Margen aplicable PBS
1ra. disposición – (Fecha de inicio de operación comercial del sistema)	250
0 - 4	265
5 - 9	300
10 - 14	325
15 - hasta el vencimiento del crédito	350

Al 31 de diciembre 2018, el saldo pendiente del préstamo es de \$1,062.0 millones, con sus respectivos vencimientos. TAG ha celebrado contratos de cobertura de tasas de interés para mitigar el riesgo, intercambiando las tasas de interés variables a tasas de interés fijas.

Los préstamos mencionados anteriormente contienen cláusulas restrictivas de cumplimientos, las cuales requieren que la Compañía mantenga ciertas razones financieras y limita el pago de dividendos, créditos y la obtención de financiamientos adicionales. TAG ha cumplido con estas cláusulas restrictivas al 31 de diciembre 2018.

Las fechas de vencimiento de la deuda a largo plazo son las siguientes:

Años		Monto
2019	\$	59
2020		59
2021		59
2022		59
Subsecuentes		826
Total	\$	1,062

- b. **Swaps de tasas de interés.** En diciembre de 2015, TAG contrato un instrumento financiero swap con el objeto de cubrir el riesgo de cambios de la tasa de interés LIBOR. La tasa fija contratada fue de 2.5 por ciento para la fecha de vencimiento de la deuda a diciembre 2016 y 2.9 por ciento para la fecha de vencimiento de la deuda en diciembre 2034.
- c. **Forward de tipo de cambio.** En septiembre de 2017, TAG Pipelines Norte contrato instrumentos financieros para cubrir el tipo de cambio del Dólar Americano contra el Peso Mexicano por la porción de los ingresos de 2018; los vencimientos de estos instrumentos se establecieron de marzo 2018 y hasta febrero de 2019. Adicionalmente en septiembre de 2018 contrato instrumentos financieros para cubrir el tipo de cambio del Dólar Americano contra el Peso Mexicano por los ingresos provenientes de 2019; los vencimientos de estos instrumentos se establecieron de enero 2019 y hasta febrero de 2020.

11. Combinaciones de negocios y adquisición de activos

11.1. IEnova Pipelines, combinación de negocios

El 26 de septiembre de 2016, IEnova adquirió el 50 por ciento remanente de las acciones de IEnova Pipelines por un importe de \$1,143.8 millones, la cual se registró utilizando el método de adquisición, obteniendo el control de IEnova Pipelines a partir de esa fecha. Los efectos de la adquisición han sido incluidos en los Estados Financieros Consolidados desde la fecha de adquisición.

a. Subsidiarias adquiridas

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
IEnova Pipelines	Transporte de gas	26 de septiembre de 2016	50%	\$1,143,834

b. Contraprestación transferida

Los costos relacionados con la adquisición han sido excluidos de la contraprestación transferida y han sido reconocidos como un gasto en el periodo dentro de "Gastos de operación, administración y otros gastos" en los Estados Consolidados de Ganancias.

c. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición y crédito mercantil determinado

	Al 26 de septiembre de 2016
Valor razonable de la combinación de negocios:	
Contraprestación en efectivo (valor razonable de la contraprestación)	\$ 1,143,834
Total valor razonable de la combinación de negocios	\$ 2,287,668
Efectivo y equivalentes de efectivo	66,250
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	66,739

	Al 26 de septiembre de 2016
Arrendamientos financieros por cobrar	945,104
Propiedad, planta y equipo, neto	309,186
Otros activos	933
Pasivos a corto plazo	(112,980)
Pasivos a largo plazo (i)	(484,572)
	<hr/>
Total activos netos identificables	1,275,232
	<hr/>
Crédito mercantil	\$ 1,497,008
	<hr/> <hr/>

i. Incluye \$364.0 millones relacionados con los préstamos bancarios.

No se espera que el crédito mercantil relativo a la adquisición sea deducible para efectos fiscales.

Principales fuentes para la estimación

Metodología seleccionada de valuación

IEnova Pipelines es un negocio regulado que tendrá un retorno de sus costos y un retorno razonable de sus inversiones de capital, sin otra consideración, el valor de los activos de un negocio regulado es el valor del capital invertido. Bajo esta premisa, el valor razonable del activo fijo de los negocios regulados es equivalente al valor en libros para fines de reportes financieros, como el valor en libros refleja la base en la cual se invirtió el capital y por lo cual el negocio regulado podrá tener un retorno razonable de su inversión.

Se ha concluido que el valor en libros de los activos fijos se considerará representado por el valor razonable para fines de IFRS.

d. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de subsidiarias

	Al 26 de septiembre de 2016
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 1,143,834
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(66,250)
	<hr/>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	\$ 1,077,584
	<hr/> <hr/>

e. Efectos de la adquisición en los resultados del periodo

Los resultados a la fecha de adquisición incluyen una ganancia de \$673.1 millones por el exceso en el valor razonable de la Compañía a la fecha de adquisición respecto a la participación previa en IEnova Pipelines del valor en libros de esa inversión, incluida como utilidad en la remediación de la inversión mantenida bajo el método de participación en los Estados Consolidados de Ganancias.

11.2. Ventika, combinación de negocios

El 14 de diciembre de 2016, IEnova adquirió el 100 por ciento de las acciones de Ventika por un importe de \$434.7 millones, la cual se registró utilizando el método de adquisición obteniendo el control de Ventika a partir de esa fecha. Los efectos de la adquisición han sido incluidos en los Estados Financieros Consolidados desde la fecha de adquisición.

a. Subsidiarias adquiridas

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
Ventika	Parque Eólico	14 de diciembre de 2016	100%	\$ 434,688

b. Contraprestación transferida

Los costos relacionados con la adquisición han sido excluidos de la contraprestación transferida y han sido reconocidos como un gasto en el periodo dentro de “Gastos de operación, administración y otros” en los Estados Consolidados de Ganancias.

c. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición y crédito mercantil determinado

	Al 14 de diciembre de 2016
Total valor razonable de la combinación de negocios:	
Efectivo considerado (valor razonable de la contraprestación total)	\$ 309,724
Valor razonable total de la combinación de negocios	<u>\$ 309,724</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	24
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	14,939
Efectivo restringido	68,299
Otros activos	51,216
Propiedad, planta y equipo, neto	673,410
Activos intangibles	154,144
Pasivos a corto plazo	(145,912)
Pasivos a largo plazo	<u>(621,825)</u>
Total activos netos identificables	<u>\$ 194,295</u>
Crédito mercantil	<u>\$ 115,429</u>

Durante el último trimestre de 2017, la Compañía recibió información adicional sobre el monto del impuesto diferido de Ventika después de la fecha de adquisición, principalmente por el saldo de las pérdidas fiscales pendientes de amortizar, por lo anterior la Compañía realizó un ajuste registrando un incremento neto del impuesto diferido activo por \$13.7 millones, y un decremento neto en el crédito mercantil por el mismo monto.

d. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de subsidiarias

	Al 14 de diciembre de 2016
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 434,688
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	<u>(24)</u>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 434,664</u>

11.3. DEN, adquisición de activos

El 15 de noviembre de 2017, IEnova completó la adquisición del 50 por ciento de las acciones de Pemex TRI en DEN; un negocio conjunto que mantiene una participación del 50 por ciento de interés en el capital social del Gasoducto Los Ramones Norte, a través de TAG. El precio de compra de las acciones fue por un importe de \$164.8 millones (excluyendo \$17.2 millones de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos en la transacción) más el reconocimiento de una deuda con una compañía relacionada existente por un monto de \$95.8 millones. Dicha adquisición incrementó la participación indirecta en TAG de un 25 por ciento a un 50 por ciento. IEnova Pipelines reconocía el 50 por ciento de su inversión en DEN vía método de participación. A partir de noviembre de 2017, DEN se convirtió en subsidiaria de IEnova al 100 por ciento y se consolida en los Estados Financieros Consolidados de IEnova. DEN sigue reconociendo la inversión en TAG vía método de participación.

DEN no cumple con la definición de negocio, debido a que no cuenta con procesos o entradas sustantivas ya que el principal activo de DEN es la inversión que tiene en TAG la cual posee el Gasoducto Los Ramones Norte, por lo que la transacción fue registrada como una adquisición de activos. El exceso de la contraprestación pagada en efectivo en comparación del valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos fue reconocido en una base de valor razonable como remediación de la inversión en TAG y el activo intangible adquirido. (Ver Nota 15.).

a. Adquisición de activos

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
DEN	Tenedora de la inversión en TAG	15 de noviembre de 2017	50%	\$164,752

b. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición

	Al 15 de noviembre de 2017
Valor razonable de la adquisición de activos:	
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 164,752
Costos de adquisición	143
Total valor razonable de la adquisición de activos	<u>\$ 164,895</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	17,257
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	12,284
Impuesto diferido activo	10,481
Inversión en TAG	295,002
Propiedad, planta y equipo, neto	1,795
Activos intangibles	44,566
Pasivos a corto plazo	(99,343)
Pasivos a largo plazo	(95,839)
Total activos netos identificables	<u>\$ 186,203</u>
Menos: Método de participación reconocido anterior a la adquisición de DEN	(21,308)
Valor razonable de la adquisición de activos	<u>\$ 164,895</u>

Valuación de activos y pasivos de DEN. Substancialmente DEN comprende dos activos. El primer activo es la inversión que mantiene en TAG la cual se registra vía método de participación. El segundo activo es la adquisición de un activo intangible, derivado del contrato de Operación y Mantenimiento ("O&M") el cual se amortiza en línea recta de acuerdo a su vida útil estimada que es de 23 años. Ambos activos fueron valuados tomando como base los ingresos futuros estimados. Para el resto de los activos y pasivos asumidos en la compra la Compañía determinó que el valor histórico de dichos activos y pasivos es igual a su valor razonable debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Al 15 de noviembre de 2017
Contraprestación pagada en efectivo	\$ 164,752
Más: costo pagado por la adquisición	143
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	<u>(17,257)</u>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 147,638</u>

11.4. Don Diego Solar Netherlands B. V ("Don Diego"), adquisición de activo

El 28 de Febrero de 2018, IEnova adquirió el 100 por ciento de las acciones de Fistera Energy Netherlands II, B. V ("Fistera") por un importe de \$5.1 millones, la empresa cambió de nombre a Don Diego una vez que se adquirió. Don Diego, un proyecto solar con capacidad de 125 MW ubicado en el municipio de Benjamín Hill, en el Estado de Sonora, México, está compuesto por un permiso de auto abastecimiento de energía eléctrica otorgado por la CRE en 2016. El permiso de auto abastecimiento permite a las generadoras competir directamente con las tarifas minoristas de la CFE y así tener acceso a los Contratos de Compra de Energía ("PPAs", por sus siglas en inglés) con precios significativamente más altos.

Esta transacción se contabilizó como una adquisición de activos porque Don Diego no cumple con la definición de negocio, ya que no cuenta con insumos o procesos sustantivos.

a. Adquisición de activo

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
Don Diego	Inversión en infraestructura energética / Desarrollo de proyecto solar	28 de febrero de 2018	100%	\$5,072

b. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición

	Período terminado al 28/02/18
Valor razonable de la adquisición de activos:	
Contraprestación	<u>\$ 5,072</u>
Total valor razonable de la adquisición de activos	<u>\$ 5,072</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	24
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	112
Otros activos	2
Activos intangibles	4,977

	Período terminado al 28/02/18
Pasivos a corto plazo	(43)
Total de activos netos identificables	<u>\$ 5,072</u>

Valuación de activos y pasivos de Don Diego. Substancialmente Don Diego está conformado mayormente de un activo intangible resultante del permiso de auto abastecimiento de energía eléctrica, otorgado por la CRE, esta ventajosa estructura de tarifa de transmisión reduce los costos administrativos para administrar la potencia de transmisión a los operadores, brindando una oportunidad atractiva tanto para el generador como para el cliente. Con la reciente reforma al mercado de energías renovables en México, ya no se emiten permisos de auto abastecimiento. Los nuevos proyectos de energía renovable ahora reciben un permiso bajo la Ley de la Industria Eléctrica ("LIE"), que exige que las instalaciones de energía renovable paguen cargos más elevados, incluidas tarifas de transmisión, tarifas del Centro de Control de Energía ("CENACE") desbalance y distribución.

Con base en la naturaleza del permiso de auto abastecimiento y la práctica industrial generalmente aceptada, se utilizó un enfoque de ingresos, basado en un enfoque de flujo de efectivo diferencial, para valorar el permiso de auto abastecimiento. Para todos los demás activos y pasivos, la Compañía determinó que el valor histórico en libros se aproxima al valor razonable debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Período terminado al 28/02/18
Contraprestación (i)	\$ 5,072
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(24)
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 5,048</u>

- i. Un monto por \$3.0 millones fue pagado en efectivo al cierre de la adquisición y un monto por \$2.1 millones pagado el 5 de febrero de 2019 después de que la Compañía notificó la firma del contrato de construcción, abastecimiento e Ingeniería.

11.5. Central Fotovoltaica Border del Norte. S. A. de C. V. ("Border Solar"), adquisición de activo

El 14 de agosto de 2018, IEnova adquirió el 100 por ciento de las acciones de Border Solar por un importe de \$3.6 millones. Border Solar está compuesto por un permiso de auto abastecimiento de energía eléctrica otorgado por la CRE en 2015. El permiso de auto abastecimiento permite a las generadoras competir directamente con las tarifas minoristas de la CFE y así tener acceso a los PPAs, con precios significativamente más altos.

El objetivo principal de la transacción es que la Compañía siga haciendo crecer aún más su negocio de energía renovable a través de la compra de Border Solar para desarrollar un proyecto solar fotovoltaico, ubicado en Ciudad Juárez, Chihuahua, México con una capacidad nominal de aproximadamente 150 Megawatts de Corriente Alterna ("MWac") / 192 Megawatts de Corriente Directa ("MWdc"). De acuerdo al contrato de compra venta, la fecha de adquisición estaba sujeta a una condición subsecuente que consistía en que el vendedor completara la subdivisión de los terrenos la cual fue cumplida el 14 de agosto de 2018.

Esta transacción se contabilizó como una adquisición de activos porque Border Solar no cumple con la definición de negocio, ya que no cuenta con inputs o procesos sustantivos.

a. Adquisición de activo

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
Border Solar	Inversión en infraestructura energética / Desarrollo de proyecto solar	14 de agosto de 2018	100%	\$3,580

b. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición

	Período terminado al 14/08/18
Valor razonable de la adquisición de activos:	
Contraprestación (i)	\$ 3,580
Total valor razonable de la adquisición de activos	\$ 3,580
Impuestos por cobrar	514
Activos intangibles	5,490
Pasivos a corto plazo	(2,424)
Total de activos netos identificables	\$ 3,580

Valuación de activos y pasivos de Border Solar. Substancialmente Border Solar está conformado mayormente de un activo intangible resultante del permiso de auto abastecimiento de energía eléctrica, otorgado por la CRE, esta ventajosa estructura de tarifa de transmisión reduce los costos administrativos para administrar la potencia de transmisión a los operadores, brindando una oportunidad atractiva tanto para el generador como para el cliente. Con la reciente reforma al mercado de energías renovables en México, ya no se emiten permisos de auto abastecimiento. Los nuevos proyectos de energía renovable ahora reciben un permiso bajo la Ley de la Industria Eléctrica ("LIE"), que exige que las instalaciones de energía renovable paguen cargos más elevados, incluidas tarifas de transmisión, tarifas del Centro de Control de Energía ("CENACE") desbalance y distribución.

Con base en la naturaleza del permiso de auto abastecimiento y la práctica industrial generalmente aceptada, se utilizó un enfoque de ingresos, basado en un enfoque de flujo de efectivo diferencial, para valorar el permiso de auto abastecimiento. Para todos los demás activos y pasivos, la Compañía determinó que el valor histórico en libros se aproxima al valor razonable debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Período terminado al 14/08/18
Contraprestación pagada en efectivo, neta (i)	\$ 3,580

i Se realizó un pago en efectivo por un monto de \$0.5 millones al cierre de la adquisición, y los montos restantes serán exigibles y pagaderos de la siguiente manera:

- \$1.7 millones sujetos a la ejecución del PPA.
- \$0.6 millones al inicio de la construcción del proyecto.
- \$0.7 millones en la fecha en que el proyecto alcance la operación comercial.

11.6. ICM, adquisición de activo

El 26 de septiembre de 2018, IEnova firmó un acuerdo de compra venta con Trafigura Holdings, B. V. (“Trafigura”) por el 51 por ciento de las acciones de ICM, por un monto de \$16.4 millones, y Trafigura retuvo el 49 por ciento restante del patrimonio de ICM.

El propósito de la adquisición consiste en desarrollar, construir, poseer y operar una terminal de productos de hidrocarburos refinados en Manzanillo, Colima, México. ICM posee ciertos permisos y terrenos donde se construirá la terminal para la recepción, almacenaje y entrega del producto refinado.

Esta transacción se contabilizó como una adquisición de activos porque ICM no cumple con la definición de negocio, ya que no cuenta con inputs o procesos sustantivos.

a. Adquisición de activo

Nombre de la Compañía	Actividad principal	Fecha de adquisición	Proporción de acciones adquiridas	Contraprestación transferida
ICM	Desarrollo de terminal marina de almacenamiento de productos refinados	26 de septiembre de 2018	51%	\$16,442

b. Activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición

	Período terminado al 26/09/18
Valor razonable de la adquisición de activos:	
Contraprestación	\$ 16,442
Total valor razonable de la adquisición de activos	\$ 16,442
Efectivo y equivalentes de efectivo	2
Impuestos a la utilidad por recuperar	554
Otros activos	17
Propiedad, planta y equipo (terrenos)	28,832
Impuestos diferidos	483
Pasivos a corto plazo	(351)
Total de activos netos identificables	\$ 29,537
Participación no controladora	\$ (13,095)

Valuación de activos y pasivos de ICM. ICM está conformado mayormente de propiedad, planta y equipo que corresponde a cinco terrenos en la costa del Océano Pacífico en Manzanillo, Colima, México, equivalente a 87.92 hectáreas, donde será construida la terminal marina. Los activos fueron valorados utilizando un enfoque de ingresos. Para prácticamente todos los demás activos y pasivos, la Compañía determinó que el valor en libros histórico se aproxima al valor razonable debido a su naturaleza a corto plazo.

c. Participación no controladora

La participación no controladora (49 por ciento en ICM correspondiente a Trafigura) reconocida a la fecha de adquisición se valuó con referencia al valor razonable de la participación no controladora y ascendió a \$13.1 millones. Este valor razonable fue estimado aplicando un enfoque de ingresos.

d. Flujo de efectivo neto sobre la adquisición de activos

	Periodo terminado al 26/09/18
Contraprestación	\$ 16,442
Menos: saldos de efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	\$ (2)
	<hr/>
Contraprestación pagada en efectivo, neta	<u>\$ 16,440</u>

12. Activos disponibles para la venta y operación discontinua

- i. En Febrero de 2016, la administración de la Compañía aprobó el plan de poner a la venta a TDM una planta termoeléctrica de gas natural con una capacidad de 625-MW, ubicada en Mexicali, Baja California, México. Como resultado, la Compañía clasificó TDM como activo disponible para la venta, se detuvo la depreciación de la planta y desde entonces se registró al menor entre su valor en libros y su valor razonable menos los costos de venta.

Los activos y pasivos mantenidos para la venta correspondientes a TDM son los siguientes:

	Por los años terminados el	
	31/12/17	31/12/16
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ —	\$ 434
Otros activos	64,263	32,813
Total activos circulantes	<hr/> 64,263	<hr/> 33,247
Impuestos a la utilidad diferidos	201	193
Otros activos	1,515	1,125
Bonos de carbono	2,272	22,089
Propiedad, planta y equipo, neto	79,939	134,633
Total activos no circulantes	<hr/> 83,927	<hr/> 158,040
Total activos	<hr/> <u>\$ 148,190</u>	<hr/> <u>\$ 191,287</u>
Pasivos circulantes	\$ 54,336	\$ 7,974
Pasivos no circulantes	8,186	27,477
Total pasivos	<hr/> <u>\$ 62,522</u>	<hr/> <u>\$ 35,451</u>

Como resultado de clasificar los activos disponibles para la venta durante el año, la Compañía efectuó una revisión del monto recuperable de dichos activos. Esta revisión condujo al reconocimiento, después de impuestos, de una pérdida por deterioro por \$63.8 millones y \$136.9 millones durante 2017 y 2016 respectivamente, la cual se reconoció en los Estados Consolidados de Ganancias. La Compañía también estima el valor razonable menos los costos de disposición de la propiedad, planta y equipo, que está basada en los recientes precios de mercado de activos con similitud de edad y obsolescencia.

- ii. El 1. de junio de 2018, la administración suspendió el proceso de venta de TDM, debido a consideraciones estratégicas por proyectos en desarrollo de la Compañía. Como resultado, los activos y pasivos que previamente se clasificaron como mantenidos para la venta se reclasificaron como disponibles para su uso, y se reanudó la depreciación.

La propiedad, planta y equipo que fue reclasificada ha sido registrada a valor razonable a la fecha en la que se decidió suspender la venta, dado que el valor razonable es menor que el valor en libros que tenía antes de clasificarse como disponible para la venta, ajustado por la depreciación que se hubiere reconocido si estuviera clasificada como disponible para su uso. La diferencia entre el valor en libros y el valor razonable a la fecha en que se decidió suspender la venta es inmaterial.

Como resultado de la incorporación de TDM como activo disponible para su uso, los resultados presentados dentro de la operación discontinua en los Estados Financieros Consolidados fueron reformulados y presentados en el rubro de "Utilidad del período" por el actual período y los períodos anteriores. Como resultado de la decisión de suspender la venta y la incorporación como activo disponible para su uso dentro del segmento de Electricidad, no se generó ninguna ganancia o pérdida a reconocer dentro del Estados Consolidados de Ganancias.

13. Crédito mercantil

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Costo	\$ 1,638,091	\$ 1,638,091	\$ 1,638,091

No existen pérdidas acumuladas por deterioro. La integración del crédito mercantil es como sigue:

Compañía	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
IEnova Pipelines	\$ 1,497,008	\$ 1,497,008	\$ 1,497,008
Ventika	115,429	115,429	115,429
IGM	25,654	25,654	25,654
Total	\$ 1,638,091	\$ 1,638,091	\$ 1,638,091

Asignación del crédito mercantil a las unidades generadoras de efectivo.

IEnova Pipelines

La administración espera que la adquisición de IEnova Pipelines tenga beneficios estratégicos, que incluyen oportunidades para expandirse a otros proyectos de infraestructura y como plataforma para impulsar la participación en el sector energético en México. En este sentido el crédito mercantil de IEnova Pipelines se probó bajo la Unidad Generada de Efectivo ("UGE") de la Compañía, IEnova Transportación.

La Compañía utilizó el análisis el DCF para determinar el valor razonable de la UGE, que se obtienen a través de los contratos a largo plazo de los gasoductos y la terminal de almacenamiento de gas es por 6.0 veces al valor en uso. La tasa de descuento utilizada fue de 7.8 por ciento que corresponde al Promedio Ponderado del Costo de Capital ("WACC", por sus siglas en inglés). Con base en este cálculo, el valor de uso fue mayor al valor en libros, basado en lo anterior se determinó que no existe deterioro.

Ventika

La administración espera que la adquisición de Ventika tenga beneficios estratégicos, que incluyen oportunidades para expandirse a otros proyectos de infraestructura y como plataforma para impulsar la participación en el sector energético en México. En este sentido el crédito mercantil de Ventika se probó bajo la UGE de la Compañía, IEnova Renovables.

La operación de Ventika no presenta cambios significativos que indiquen deterioro potencial desde la adquisición, considerando lo siguiente: a) sus resultados financieros han sido consistentes con las proyecciones iniciales de la administración, b) no ha habido un cambio sustancial en los indicadores macroeconómicos, y, c) no se han producido cambios significativos en la fuerza de trabajo, la estrategia, las tendencias del mercado o los impactos derivados de adquisiciones/integraciones recientes.

En el caso de Ventika, la Compañía consideró apropiado usar los flujos de efectivo del modelo de adquisición y compararlos con los números reales de 2017 para verificar su consistencia. La tasa de descuento utilizada fue del 9.2 por ciento que corresponde al WACC. Con base en este cálculo, el valor de uso fue mayor al valor en libros, por lo que se determinó que no existe deterioro.

Durante el último trimestre de 2017, la Compañía recibió información adicional sobre el monto del impuesto diferido de Ventika después de la fecha de adquisición, principalmente por el saldo de las pérdidas fiscales pendientes de amortizar, por lo anterior la Compañía realizó un ajuste registrando un decremento neto en el crédito mercantil por \$13.7 millones. (Por favor referirse a la Nota 11.2.c.).

IGM

El crédito mercantil ha sido asignado a la unidad generadora de efectivo IEnova Gasoductos México, la cual se incluye en el segmento de transportación.

El importe recuperable de la UGE se determina con base a DCF a 10 años de los resultados proyectados de IEnova Gasoductos de México. El DCF para 2018, 2017 y 2016 se calculó con base en un pronóstico a largo plazo del flujo de efectivo sin apalancamiento utilizando una tasa de descuento del 7.8 por ciento, la cual fue la misma tasa de descuento utilizada en la fecha de adquisición.

No hay cambios significativos en las operaciones de IEnova Gasoductos de México que pudieran indicar un deterioro potencial desde la adquisición, incluyendo: a) sus resultados financieros han sido consistentes con las proyecciones iniciales de la dirección, b) los cambios en los indicadores macroeconómicos no han tenido efecto adverso en las operaciones de la Compañía (por ejemplo, las tasas libres de riesgo no se han modificado o son menores que a la fecha de adquisición, y el cambio de la calificación para México de BBB a BBB+), c) los cambios en el entorno regulatorio no han afectado de manera negativa las operaciones de la Compañía, y d) no hay cambios significativos en la fuerza laboral, estrategia, tendencias del mercado, o los impactos derivados de las recientes adquisiciones/integraciones.

Sin embargo, la administración cree que la tasa de descuento actual puede ser inferior ya que los niveles de deuda del mercado han disminuido desde la adquisición, la tasa de la adquisición fue utilizada como un precio razonable para los propósitos de la prueba.

14. Propiedad, planta y equipo, neto

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
<i>Inversión:</i>			
Edificios y plantas	\$ 4,273,297	\$ 4,017,315	\$ 3,110,525
Equipo	31,937	28,674	96,017
Otros activos	135,580	117,279	59,670
	<u>4,440,814</u>	<u>4,163,268</u>	<u>3,266,212</u>
Depreciación y amortización acumulada	<u>(851,313)</u>	<u>(545,148)</u>	<u>(433,074)</u>
Terrenos	124,908	82,389	82,404
Construcciones en proceso	372,505	28,947	698,543
	<u>\$ 4,086,914</u>	<u>\$ 3,729,456</u>	<u>\$ 3,614,085</u>

	Terrenos	Edificios y plantas	Equipo	Construcciones en proceso	Otros activos	Total
Costo						
Saldo al 1o. de enero de 2016	\$ 76,524	\$ 2,586,775	\$ 86,965	\$ 364,296	\$ 38,843	\$ 3,153,403
Activos disponibles para la venta	(674)	(436,077)	(7,525)	(533)	(2,935)	(447,744)
Adiciones	282	15,523	17,085	332,682	17,386	382,958
Adquisiciones de negocios IEnova Pipeline (ver nota 11.1)	6,026	296,520	—	—	8,750	311,296
Adquisiciones de negocios Ventika (ver nota 11.2)	252	673,531	—	—	—	673,783
Bajas	—	(1,021)	(164)	—	(738)	(1,923)
Efecto de conversión	(6)	(26,882)	(344)	(724)	(1,636)	(29,592)
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	4,978	—	—	—	4,978
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ 82,404	\$ 3,113,347	\$ 96,017	\$ 695,721	\$ 59,670	\$ 4,047,159
Adiciones	13	886,917	192	(705,173)	33,318	215,267
Adquisiciones de activos DEN (ver nota 11.3)	—	—	203	—	1,592	1,795
Bajas	(30)	(7,501)	(59)	(325)	(2,146)	(10,061)
Efecto de conversión	2	(10,662)	—	16,013	837	6,190
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	10,814	—	—	—	10,814
Otros	—	24,400	(67,679)	22,711	24,008	3,440
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ 82,389	\$ 4,017,315	\$ 28,674	\$ 28,947	\$ 117,279	\$ 4,274,604
Adiciones	12,982	27,863	110	360,893	12,065	413,913
Adquisiciones de activos ICM (ver nota 11.6)	28,832	—	—	—	—	28,832
Efecto de incorporación de TDM como activo disponible para su uso (ver nota 12)	733	235,007	966	523	12,695	249,924
Bajas	(28)	(9,873)	—	(518)	(5,336)	(15,755)
Efecto de conversión	—	351	72	(193)	9	239
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	—	(13,685)	—	—	—	(13,685)
Otros	—	16,319	2,115	(17,147)	(1,132)	155
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ 124,908	\$ 4,273,297	\$ 31,937	\$ 372,505	\$ 135,580	\$ 4,938,227
Depreciación acumulada						
Saldo al 1o. de enero de 2016	\$ —	\$ (523,842)	\$ (10,606)	\$ —	\$ (23,115)	\$ (557,563)
Activos disponibles para la venta	—	178,795	—	—	1,622	180,417
Bajas de activo	—	271	111	—	270	652
Gasto por depreciación	—	(57,741)	(2,241)	—	(3,468)	(63,450)
Efecto de conversión	—	6,732	186	—	886	7,804
Otros	—	(934)	—	—	—	(934)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	—	(396,719)	(12,550)	—	(23,805)	(433,074)
Bajas de activo	—	890	146	—	1,572	2,608
Gasto por depreciación	—	(102,805)	(911)	—	(6,745)	(110,461)
Efecto de conversión	—	(1,314)	(234)	—	(666)	(2,214)
Otros	—	(3,379)	3,579	—	(2,207)	(2,007)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ —	\$ (503,327)	\$ (9,970)	\$ —	\$ (31,851)	\$ (545,148)
Bajas de activo	—	1,591	11	—	866	2,468
Efecto de incorporación de TDM como activo disponible para su uso (ver nota 12)	—	(180,017)	(404)	—	(1,209)	(181,630)
Gasto por depreciación	—	(117,446)	(974)	—	(8,419)	(126,839)
Efecto de conversión	—	(5)	1	—	(3)	(7)
Otros	—	(45)	—	—	(112)	(157)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ —	\$ (799,249)	\$ (11,336)	\$ —	\$ (40,728)	\$ (851,313)

Las adiciones a la propiedad, planta y equipo durante 2018, 2017 y 2016, se componen principalmente de adiciones a la construcción en proceso, relacionadas con los siguientes proyectos:

- Solares - Pima, Tepezalá II y Rumorosa (Ver Notas 1.2.13.).
- Terminales - Veracruz, Puebla, Ciudad de México y Baja California (Ver Notas 1.2.13.).
- Gasoductos - Estación de compresión Sonora.
- Gasoductos - San Isidro - Samalayuca (inició operaciones comerciales el 31 de marzo de 2017).
- Gasoductos - Guaymas - El Oro (inició operaciones comerciales el 19 de mayo de 2017).
- Gasoductos - Ramal el Empalme (inició operaciones comerciales el 24 de junio de 2017).
- Gasoductos - Ojinaga - El Encino (inició operaciones comerciales el 30 de junio de 2017).

Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, las adiciones de propiedad, planta y equipo que no han sido pagadas, ascienden a \$63.6 millones, \$41.7 millones y \$49.8 millones, respectivamente.

Costos de préstamos. La Compañía capitalizó costos de préstamos sobre los activos calificables por \$10.7 millones, \$10.2 millones y \$14.8 millones para los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente. El promedio ponderado de la tasa utilizada para determinar los costos de intereses capitalizables fue de 4.02 por ciento, 2.98 por ciento y 3.33 por ciento, respectivamente, para los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

14.1 Vida útil de propiedad, planta y equipo

La depreciación se calcula conforme al método de línea recta con base en la vida útil remanente de los activos como sigue:

	Años
Edificios	40
Planta y equipo para el almacenamiento de GNL, regasificación y las instalaciones de inyección de nitrógeno ¹	5-45
Planta y equipo para generación de energía eólica ¹	20-30
Sistema de gasoductos para la transportación y distribución de gas ¹	34-50
Planta y equipo para la generación de electricidad ¹	37
Red de fibra óptica ²	5-20
Mejoras en propiedades arrendadas ²	3-10
Maquinaria y otros equipos ²	3-10
Otros activos ²	3-20

¹ Vidas útiles relacionadas con la categoría planta y equipo.

² Vidas útiles relacionadas con la categoría otros activos.

15. Activos intangibles

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/2016
Saldo en libros:			
Derechos de transmisión de energía renovable (a)	\$ 164,622	\$ 154,144	\$ 154,144
Contrato O&M (b)	44,566	44,566	—
Amortización acumulada	(18,416)	(8,511)	—
	<u>\$ 190,772</u>	<u>\$ 190,199</u>	<u>\$ 154,144</u>

a. Derechos de transmisión de energía renovable

Al 14 de diciembre de 2016, derivado de la adquisición de Ventika la Compañía reconoció \$154.1 millones por derechos de transmisión de energía renovable asociados a los proyectos aprobados bajo el programa preexistente de autoabastecimiento de energía renovable.

El 28 de febrero de 2018, la Compañía adquirió un activo intangible de \$5.0 millones relacionado con el permiso de autoabastecimiento del proyecto Solar Don Diego (Ver Nota 11.).

El 14 de agosto de 2018, la Compañía adquirió un activo intangible de \$5.5 millones relacionado con el permiso de autoabastecimiento del proyecto Border Solar (Ver Nota 11.).

La amortización se calcula utilizando el método de línea recta en función de la vida útil remanente del activo intangible relacionado, durante el plazo de los contratos de autoabastecimiento de 20 años para Ventika y de 15 años para Don Diego y Border Solar.

b. Contrato O&M

En noviembre de 2017, derivado de la adquisición de activos de DEN, la Compañía reconoció un activo intangible por \$44.6 millones, relacionado con el contrato de O&M con TAG, la amortización es calculada utilizando el método de línea recta hasta la fecha del vencimiento del contrato en febrero de 2041, equivalente a 23 años. (Ver Nota 11.).

16. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Cuentas por pagar	\$ 99,713	\$ 72,603	\$ 93,731
Otras cuentas por pagar	44	35	835
	<u>\$ 99,757</u>	<u>\$ 72,638</u>	<u>\$ 94,566</u>

El periodo de crédito promedio otorgado por la compra de bienes y servicios es de 15 a 30 días. Las cuentas por pagar no incluyen intereses. La Compañía tiene políticas de manejo de riesgo financiero para asegurar que todas las cuentas por pagar se paguen de conformidad con los términos crediticios acordados.

17. Beneficios a los empleados

17.1. Aportaciones definidas

La Compañía ofrece un plan de aportaciones definidas para todos sus trabajadores fijos de tiempo completo en México.

Los trabajadores que dejan la Compañía obtienen su capital acumulado de acuerdo con sus aportaciones correspondientes de acuerdo con el programa: a) Aportación básica: 100 por ciento de forma inmediata por el capital acumulado. b) Contribución adicional: para el capital acumulado, las tasas otorgadas son: el 100 por ciento en caso de fallecimiento o invalidez, en caso de terminación voluntaria de acuerdo con la política de la Compañía.

17.2. Beneficios definidos

La Compañía también ofrece un plan de beneficios definidos para todos los trabajadores fijos de tiempo completo de sus subsidiarias en México. Según los planes, los empleados tienen derecho a las prestaciones de jubilación que oscilan entre el 55 por ciento y el 100 por ciento de su salario final al alcanzar la edad de jubilación de 65 años. No hay otros beneficios post-retiro que se proporcionen a estos empleados.

17.3. Prima de antigüedad

La Compañía proporciona beneficios por primas de antigüedad, que consiste en un pago único de 12 días por cada año trabajado con base al último sueldo, limitado al doble del salario mínimo establecido por ley.

17.3.1. Costos y obligaciones de los beneficios a los empleados

Los principales supuestos utilizados para fines de los cálculos actuariales son los siguientes:

	Valuación al		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Tasas de descuento	9.75%	8.25%	8.00%
Tasas esperadas de incrementos salariales	4.75%	4.75%	4.75%
Inflación esperada a largo plazo	3.75%	3.75%	3.75%
Tipos de cambio	\$ 18.81	\$ 18.20	\$ 19.72

Los importes reconocidos en los resultados del periodo y en ORI, así como los beneficios pagados con respecto a los beneficios a los empleados son los siguientes:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Costo del servicio actual reconocido en gastos de administración y otros	\$ 836	\$ 155	\$ 646
Intereses sobre las obligaciones reconocidos en los gastos financieros	528	457	345
Ganancias actuariales reconocidas en ORI	519	704	1,765

Los importes incluidos en los Estados Consolidados de Posición Financiera derivado de la obligación de la Compañía en relación con sus planes de beneficios definidos y los movimientos en el valor presente de la obligación por aportaciones definidas en el año actual, fueron los siguientes:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Saldo inicial de obligación por beneficios definidos	\$ 6,537	\$ 5,586	\$ 4,295
Costo del servicio actual	836	105	585
Ingreso por interés	528	422	309
(Ganancias) pérdidas actuariales	(519)	482	435
Transferencia de efectivo	310	—	115
Beneficios pagados	(49)	(58)	(153)
Saldo de cierre de obligación por beneficios definidos	<u>\$ 7,643</u>	<u>\$ 6,537</u>	<u>\$ 5,586</u>

18. Otros pasivos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Intereses devengados por pagar (a)	\$ 22,454	\$ 6,959	\$ 4,855
Depósitos de clientes	2,266	1,333	1,022
Pasivo por garantías (b)	—	2,080	—
	<u>\$ 24,720</u>	<u>\$ 10,372</u>	<u>\$ 5,877</u>

- a. El saldo corresponde a los intereses devengados de la deuda a largo plazo. (Ver Nota 23.).
- b. IEnova y su socio TransCanada participan en la construcción del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, y contrataron de manera conjunta, garantías que cubren obligaciones durante la construcción de dicho gasoducto. (Ver Nota 10.3.).

19. Otros pasivos

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Salarios y prestaciones por pagar	\$ 21,302	\$ 19,012	\$ 14,995
Ingresos diferidos (a) y (b)	11,983	—	—
Retenciones	6,771	619	13,866
Arrendamientos por pagar (c)	2,736	—	—
	<u>\$ 42,792</u>	<u>\$ 19,631</u>	<u>\$ 28,861</u>
Otros pasivos a corto plazo	\$ 28,073	\$ 19,631	\$ 28,861
Otros pasivos a largo plazo	14,719	—	—
	<u>\$ 42,792</u>	<u>\$ 19,631</u>	<u>\$ 28,861</u>

- a. Corresponde a servicios por prestar relacionados con el gasoducto Guaymas - El Oro por un importe de \$7.6 millones. Se espera que el proyecto entre en operación a finales de 2019.
- b. Corresponde a servicios por prestar del contrato de San Isidro - Samalayuca por un importe de \$4.3 millones.
- c. Corresponde a la cuota mensual fija por el uso y aprovechamiento del terreno cedido por la API Veracruz.

20. Provisiones

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Obligación por retiro de activos (a)	\$ 54,443	\$ 58,654	\$ 41,618
Otros (b)	7,711	8,950	10,347
	<u>\$ 62,154</u>	<u>\$ 67,604</u>	<u>\$ 51,965</u>
Circulantes	\$ 251	\$ 394	\$ 930
No circulantes	61,903	67,210	51,035
Total de provisiones	<u>\$ 62,154</u>	<u>\$ 67,604</u>	<u>\$ 51,965</u>

	Obligación por retiro de activos	Otros	Total
Saldo al 1o. de enero de 2016	\$ 34,236	\$ 1,293	\$ 35,529
Provisión adicional	1,705	9,380	11,085
Incremento de gasto financiero	1,745	—	1,745
Pago y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(326)	(326)
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	3,932	—	3,932
Saldo al 31 de diciembre de 2016	\$ 41,618	\$ 10,347	\$ 51,965
Provisión adicional	4,239	—	4,239
Incremento de gasto financiero	1,983	—	1,983
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(1,397)	(1,397)
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	10,814	—	10,814
Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$ 58,654	\$ 8,950	\$ 67,604
Reconocimiento de provisión de TDM por incorporación como activo disponible para su uso	6,922	—	6,922
Incremento de gasto financiero	2,552	—	2,552
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	—	(1,239)	(1,239)
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	(13,685)	—	(13,685)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$ 54,443	\$ 7,711	\$ 62,154

a. Obligación por retiro de activos.

Para los activos de larga duración, la Compañía registra pasivos por obligación de retiro de activos de larga duración al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos sean retirados del servicio, si se tiene una obligación legal o asumida y si se puede realizar una estimación razonable de dicha obligación. Las tasas de descuento utilizadas por la Compañía fueron 4.64 por ciento, 3.90 por ciento y 4.54 por ciento al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

b. Otras provisiones.

El saldo de otras provisiones incluye un pasivo por \$0.3 millones derivado de un contrato oneroso que representa el valor presente de las pérdidas futuras que la Compañía espera incurrir bajo uno de sus contratos de servicios. Debido a que el activo relacionado está siendo operado por debajo de su capacidad instalada, la Administración de la Compañía utiliza un modelo de valor presente para determinar el valor de la provisión, utilizando una tasa de descuento del 10 por ciento.

Al 31 de diciembre 2018, los saldos del contrato de servicios específicos ("CSE"), se relacionaban con la provisión autorizada y estipulada bajo el contrato de O&M con Pemex TRI, respecto a la adquisición de materiales, refacciones y servicios de mantenimiento para los sistemas de transporte del gas por un monto de \$7.4 millones.

21. Bonos de carbono

La Compañía tiene la obligación según el Proyecto de Ley 32 de California (“AS32”) de adquirir bonos de carbono por cada tonelada métrica de dióxido de carbono emitido a la atmósfera durante la generación de electricidad. Según dicha ley, TDM está sujeta a esta regulación extraterritorial, a pesar de que se encuentra ubicada en Baja California, México, debido a que sus usuarios finales se encuentran en el estado de California, Estados Unidos.

La Compañía registra los bonos de carbono, a su costo ponderado o valor de mercado, el que resulte menor, en el circulante y no circulante de los Estados de Posición Financiera de acuerdo a las fechas de obligación. La Compañía determina el cumplimiento de la obligación con base en las bitácoras de las emisiones y considerando el valor razonable de las estimaciones necesarias para el cumplimiento de esta obligación. La Compañía elimina el saldo de los bonos de carbono de los activos y pasivos de los Estados de Posición Financiera Consolidados cuando éstos son entregados.

Los bonos de carbono se muestran de la siguiente manera en los Estados de Posición Financiera Consolidados:

	Por el año terminado el 31/12/18
Activos:	
Circulante	\$ 5,936
No circulante	15,499
	<u>\$ 21,435</u>
Pasivos (a) :	
Circulante	\$ 6,354
Largo plazo	14,826
	<u>\$ 21,180</u>

- a. Los cambios en los estados consolidados de situación financiera se registraron al costo de ingresos de \$21.9 millones, \$16.5 millones y \$12.8 millones por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 respectivamente.

22. Deuda a corto plazo

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 la deuda a corto plazo se integra de la siguiente manera:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Línea de crédito (a)	\$ 808,086	\$ 137,053	\$ 446,034
Deuda a corto plazo de IEnova Pipelines Crédito bancario (ver Nota 23.c).	38,227	40,631	38,682
Deuda a corto plazo de Ventika Crédito bancario (ver Nota 23.d).	25,973	22,588	13,482
Trina Solar (ver Nota 23.g).	28	—	—
CEBURES tasa variable (ver Nota 23.a).	—	65,871	—
	<u>\$ 872,314</u>	<u>\$ 200,272</u>	<u>\$ 498,198</u>
Costos de financiamiento	(2,140)	(3,383)	(4,627)
	<u>\$ 870,174</u>	<u>\$ 196,889</u>	<u>\$ 493,571</u>

- a. **Línea de crédito.** El 21 de agosto de 2015, la Compañía, contrató una línea de crédito revolvente por \$400.0 millones con una duración de cinco años, dicha línea de crédito será utilizada para financiar el capital de trabajo de la Compañía y para propósitos corporativos generales. Los prestamistas son Banamex, SMBC, Santander, The Bank of Tokyo y The Bank of Nova Scotia.

Disposición de la línea de crédito. En junio y julio de 2016, la Compañía retiró \$20.0 millones y \$380.0 millones, respectivamente, de esta línea de crédito, los cuales se utilizaron para capital de trabajo y propósitos corporativos en general. En diciembre de 2016, la Compañía retiró \$375.0 millones para financiar una parte de la adquisición de Ventika y para propósitos corporativos generales.

El 21 de octubre de 2016, la Compañía realizó un pago de \$250.0 millones de la línea de crédito.

El 3 de noviembre de 2016, la Compañía renegotió la línea de crédito para incrementarla hasta por un monto de \$1,170.0 millones. El 30 de diciembre de 2016, una parte de este crédito revolvente fue pagado por un monto de \$200.0 millones.

El 14 de noviembre de 2017, la Compañía dispuso de \$260.0 millones, una parte de esta disposición fue utilizada para la adquisición de DEN. (Ver Nota 11.3.).

El 14 de diciembre de 2017, con los recursos provenientes de la emisión de Senior Notes, la Compañía pagó una porción del crédito revolvente por \$730.0 millones (Ver Nota 23.f.).

En 2017 la Compañía depositó \$913.0 millones de la línea de crédito para pagar el crédito con ISL y para capital de trabajo y propósitos generales corporativos.

Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 el monto disponible del crédito fue de \$362.0 millones, \$1,033.0 millones, y \$724.0 millones, respectivamente.

- b. **Proyecto de financiamiento de IVA-** El 8 de abril de 2014, Ventika contrató una línea de crédito con NAFINSA y BANCOMEXT como prestamistas. El 17 de diciembre de 2015, se firmó un convenio modificatorio para incrementar la línea de crédito hasta \$569.4 millones de Pesos y \$713.3 millones de Pesos, respectivamente. Los intereses se devengaron a la tasa TIIE más 250 PBS exigibles trimestralmente. La línea de crédito bajo este contrato se utilizó para financiar el IVA sobre el proyecto Ventika. En 2016 la Compañía decidió pagar el total de la línea de crédito dispuesta y cancelar el mismo.

23. Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 la deuda a largo plazo incluye:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Senior Notes (f)	\$ 840,000	\$ 840,000	\$ —
Santander – Ventika (d, e)	426,359	451,248	472,781
Bancomer – IEnova Pipelines (c)	239,513	—	—
CEBURES a tasa fija (a, b)	198,142	277,175	317,279
Trina Solar (g)	3,757	—	62,911
CEBURES a tasa variable (a, b)	—	197,614	188,734
	<u>\$ 1,707,771</u>	<u>\$ 1,766,037</u>	<u>\$ 1,041,705</u>
Costos de emisión de deuda	(32,579)	(33,997)	(1,901)
	<u>\$ 1,675,192</u>	<u>\$ 1,732,040</u>	<u>\$ 1,039,804</u>

- a. **CEBURES.** Con fecha 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó dos colocaciones públicas de CEBURES con las siguientes características:
- i. La primera colocación fue por \$306.2 millones (\$3,900.0 millones de Pesos históricos) devengando intereses a una tasa fija del 6.30 por ciento, con pagos de intereses semestralmente, hasta su vencimiento en 2023.
 - ii. La segunda colocación fue de \$102.1 millones (\$1,300.0 millones de Pesos históricos) devengando intereses a una tasa de interés variable TIIE más 30 PBS, con pagos de intereses mensuales, hasta su vencimiento en 2018. La tasa promedio anual al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 fue de 6.93 por ciento, 7.25 por ciento y 4.64 por ciento, respectivamente.

El 8 de Febrero de 2018, la Compañía hizo el reembolso de la segunda colocación de la emisión de deuda publica, CEBURES, por un monto de \$1,300.0 millones de Pesos Mexicanos.

Para esta deuda, que estaba programada para madurar en 2018, La Compañía realizó un contrato de instrumento derivado e intercambié tasa fija en Pesos Mexicanos por un tipo fijo en Dólares, intercambiando pagos principales e intereses. La Compañía recibió \$1,300.0 millones Pesos Mexicanos y pagó \$102.2 millones Dólares estadounidenses. El reembolso finalizó el contrato de cobertura y la responsabilidad de CEBURES.

- b. **Swaps de tipo de cambio y tasa de interés.** Con fecha 14 de febrero de 2013, en relación a las ofertas públicas de CEBURES, la Compañía celebró contratos swap de tipo de cambio y tasa de interés para cubrir su exposición al pago de sus obligaciones denominadas en Pesos Mexicanos:
- i. Para la deuda con vencimiento en 2023, la Compañía intercambié la tasa variable del Peso a una tasa fija del Dólar, intercambiando los pagos de capital e intereses. La tasa de interés promedio ponderada, en Dólares a través de este swap fue de 4.12 por ciento.
 - ii. Para la deuda con vencimiento en 2018, se intercambié la tasa variable en Pesos a una tasa fija en Dólares, intercambiando pagos de capital e intereses. La tasa de interés promedio ponderada, en Dólares a través de este swap fue de 2.66 por ciento.

La suma del valor del nocional de los swaps al 31 de Diciembre de 2018, es de \$306.2 millones (\$3,900.0 millones de Pesos históricos). Estos contratos han sido designados como de cobertura de flujo de efectivo.

- c. **Bancomer - IEnova Pipelines.** El 5 de diciembre de 2013, IEnova Pipelines firmó un contrato de crédito sindicado con cuatro instituciones bancarias teniendo como agente a Bancomer y como fiduciario a Deutsche Bank México, División Fiduciaria. El crédito contratado fue por \$475.4 millones y se destinará para desarrollar los proyectos de IEnova Pipelines. Los bancos que participan en dicho crédito son Bancomer con un porcentaje de aportación del 50.0 por ciento, The Bank of Tokyo, Mizuho con un 20.0 por ciento y NORD/LB con un 15.0 por ciento.

El préstamo otorgado se paga a través de amortizaciones trimestrales a partir del 18 de marzo de 2014 y hasta el 2026, siendo el plazo total del préstamo de 13 años.

El interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR a más 2.0 por ciento hasta el quinto aniversario, del quinto al octavo aniversario se incrementa a 2.50 por ciento del octavo al doceavo aniversario se incrementa 2.75 por ciento y desde el treceavo año y hasta el vencimiento se utilizará LIBOR más 2.75 PBS.

Al 31 de diciembre de 2018, los vencimientos de la deuda a largo plazo son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 38,227
2020	42,213
2021	45,054
Posteriores	152,247
	<u>\$ 277,741</u>

En dicho crédito, IEnova Pipelines quedó denominada como acreditada, TDF y GdT conjuntamente como garantes y avalistas a través de la cesión de derechos de cobro de un portafolio de proyectos integrados por IEnova Pipelines, TDF y GdT como fuente de pago del crédito.

Como parte de las obligaciones que derivan del crédito se deben de cumplir con las siguientes obligaciones:

i. Mantener un capital contable mínimo durante la vigencia del crédito, en los montos que se indican a continuación:

Compañía	Monto
IEnova Pipelines	\$ 450,000
GdT	130,000
TDF	90,000

ii. Mantener una cobertura de intereses de al menos 2.5 a 1 de forma consolidada (EBITDA sobre intereses), para el pago de intereses.

A la fecha de estos Estados Financieros Consolidados, la Compañía ha cumplido con estas obligaciones.

El 22 de enero de 2014, IEnova Pipelines contrato instrumentos derivados (swap) con Bancomer, The Bank of Tokyo, Mizuho y NORDBANK para cubrir el riesgo de tasa de interés de su deuda sobre el total del crédito. Los instrumentos cambian la tasa LIBOR a una tasa fija del 2.63 por ciento.

La Compañía ha designado los instrumentos financieros derivados antes mencionados bajo el modelo de coberturas de flujo de efectivo, en término de lo permitido por la normatividad contable, esto dado que los swap de tasa de interés el objetivo es fijar el flujo de efectivo derivado del pago de intereses por el préstamo sindicado que vence en 2026.

- d. **Proyecto de financiamiento del parque eólico Ventika.** El 8 de abril de 2014, Ventika celebró un contrato de préstamo para financiar el proyecto de construcción del parque eólico, con cinco bancos, donde Santander funge como agente administrativo y colateral; NADB, Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S. N. C. Institución de Banca de Desarrollo (“BANOBRA”), BANCOMEXT y NAFINSA fungen como prestamistas.

Los vencimientos de las líneas de crédito se muestran en la siguiente tabla, los pagos son trimestrales (cada 15 de marzo, 15 de junio, 15 de septiembre y 15 de diciembre, hasta la fecha de vencimiento). Las líneas de crédito devengan intereses de la siguiente manera:

Banco	Fecha de vencimiento
SANTANDER	15/03/2024
BANOBRA	15/03/2032
NADB	15/03/2032
BANCOMEXT	15/03/2032
NAFIN	15/03/2032

El desglose del crédito de muestra:

Banco	Año terminado el 31/12/18
NADB	\$ 135,666
SANTANDER	92,701
BANOBRA	87,214
BANCOMEXT	67,833
NAFINSA	67,833
Intereses por pagar	1,085
	<u>\$ 452,332</u>

- e. **Swaps de tasa de Interés.** Con la finalidad de mitigar los impactos de efectos de cambios de las tasas de mercado, Ventika celebró dos contratos swap de tasa de interés con Santander y BANOBRAS; los cuales cubren hasta el 92.0 por ciento del total de las líneas de crédito. Los contratos swap permiten a la Compañía pagar tasas fijas de interés por 2.94 por ciento y 3.68 por ciento respectivamente; y recibir tasas variables (LIBOR a tres meses).
- f. **Senior Notes .** El 14 de diciembre de 2017, la Compañía llevo a cabo una oferta internacional de deuda por un monto de \$840.0 millones con las siguientes características:
 - i) La primera colocación fue por \$300.0 millones y devenga intereses a una tasa del 3.75 por ciento, el pago de intereses es semestral, con vencimiento en 2028.
 - ii) La segunda colocación fue por \$540.0 millones y devenga intereses a una tasa del 4.88 por ciento, el pago de intereses es semestral, con vencimiento en 2048.

Al 31 de diciembre de 2018, los costos de emisión de deuda fueron por \$32,579.0 millones.

La Compañía utilizó los recursos de la colocación para pagar deudas a corto plazo y el remanente se utilizó para fines corporativos en general.

- g. **Trina Solar - ESJ Renewable I, S. de R. L. de C. V.** El 31 de Julio de 2018, la Compañía firmó un contrato de crédito con Trina Solar Holdings, B. V. El monto del préstamo es por \$3.7 millones, el cual será utilizado para el desarrollo del Proyecto Solar de Tepezala II. Con vencimiento de 10 años.

El préstamo otorgado puede ser pagado en su totalidad al final de la vida del contrato, o bien, total o parcialmente antes del termino de este.

La tasa de interés que devenga el contrato de crédito es LIBOR trimestral mas 365 PBS, siendo también pagados trimestralmente hasta su vencimiento en 2028.

24. Instrumentos financieros

24.1. Administración del riesgo de capital

La Compañía espera que los flujos de efectivo de sus operaciones puedan financiar en una parte substancial sus gastos futuros de capital y dividendos.

La Compañía está sujeta a requerimientos externos de capital para sus subsidiarias reguladas en el segmento de gas. De acuerdo a las regulaciones de las subsidiarias es necesario, por requerimiento de ley incluir en sus estatutos la obligación de mantener un capital mínimo fijo sin derecho a retiro, equivalente al 10 por ciento de su inversión.

Adicionalmente, la Compañía tiene un compromiso con el regulador Mexicano relacionado con las contribuciones de capital basado en el capital invertido para sus proyectos. Al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 la Compañía ha cumplido con los requisitos anteriores.

24.2. Categorías de instrumentos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Activos financieros			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 51,681	\$ 37,208	\$ 24,918
Inversiones en valores a corto plazo	83	1,081	80
Efectivo restringido	26,283	55,820	51,363
FVTPL			
Con fines de negociación	17,703	9,146	8,120
Costo amortizado			
Préstamos y cuentas por cobrar	844,989	613,280	218,214
Arrendamiento financiero	942,184	950,310	957,466
Pasivos financieros			
FVTPL			
Con fines de negociación	\$ 163,823	\$ 204,170	\$ 226,161
Costo amortizado	3,055,700	2,695,537	1,897,812

24.3 Objetivos de la administración del riesgo financiero

Las actividades llevadas a cabo por la Compañía pueden exponerla a riesgos financieros, incluyendo el riesgo de mercado, que incluye el riesgo de tipo de cambio, de tasa de interés, de precios de materias primas, de crédito y de liquidez. La Compañía busca minimizar los posibles efectos negativos de estos riesgos en su desempeño financiero a través de un programa integral de administración de riesgos.

La Compañía puede utilizar instrumentos financieros derivados y no derivados para cubrirse de algunas exposiciones a los riesgos financieros implícitos en los activos y pasivos en los Estados Consolidado de Posición Financiera o riesgos fuera de balance (compromisos en firme y transacciones proyectadas como altamente probables). Tanto la administración de riesgos financieros y el uso de instrumentos financieros derivados y no derivados se rigen por las políticas de la Compañía.

La Compañía identifica, evalúa, monitorea y administra de forma centralizada los riesgos financieros de sus subsidiarias operativas a través de políticas escritas que establecen límites asociados a riesgos específicos, incluyendo las directrices para establecer las pérdidas admisibles, para determinar cuándo el uso de ciertos instrumentos financieros derivados es apropiado y dentro de los lineamientos de la política, o cuándo dichos instrumentos pueden ser designados como instrumentos de cobertura, o cuándo no califican para la contabilidad de cobertura, sino más bien como mantenidos con fines de negociación, lo cual es el caso de los instrumentos financieros derivados. El cumplimiento de las políticas establecidas y los límites de exposición de la administración de la Compañía son revisados por auditoría interna en forma rutinaria.

24.4 Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de la erosión de los flujos de efectivo, ingresos, valor de los activos y capital debido a los cambios adversos en los precios de mercado, tasas de interés y tipos de cambio.

La Compañía cuenta con políticas que rigen la administración del riesgo de mercado y las actividades comerciales. Los directores y ejecutivos clave de la Compañía Controladora son miembros de comités que establecen políticas, supervisan las actividades de administración de riesgos energéticos y monitorean los resultados de las negociaciones y otras actividades para asegurar el cumplimiento de nuestras políticas de administración y negociación del riesgo de energía. Estas actividades incluyen, pero no están limitadas a, el monitoreo diario de las posiciones de mercado que crean riesgo de crédito, liquidez y mercado. Los órganos de vigilancia y los comités respectivos son independientes de los departamentos de adquisición de energía.

La Compañía contrata una variedad de instrumentos financieros derivados para administrar su exposición al riesgo de precios de materias primas, de tasas de interés y de tipos de cambio, entre ellos:

- Swaps de tasas de interés para mitigar el riesgo de incremento de las tasas de interés o monedas extranjeras en las que se denominan ciertos pasivos (y sus efectos fiscales relacionados), y
- Contratos de precio de materias primas para cubrirse de la volatilidad de los precios y la base de gas natural.

No ha habido ningún cambio importante en la exposición de la Compañía a los riesgos de mercado o a la manera en que estos riesgos son administrados y evaluados.

24.5. *Análisis del Valor en riesgo ("VaR")*

El VaR estima la pérdida potencial en la utilidad antes de impuestos bajo condiciones normales de mercado sobre un periodo de tenencia dado para un nivel de confianza específico. La metodología del VaR es un enfoque estadísticamente definido con base en probabilidades, que toma en consideración las volatilidades del mercado así como la diversificación de riesgo reconociendo las posiciones de compensación y correlación entre los productos y el mercado. Los riesgos se pueden valorar de manera consistente a través de todos los mercados y productos, y se pueden agregar mediciones de riesgo para así llegar a un número individual de riesgo.

Además de otras herramientas, la Compañía utiliza el VaR para medir su exposición al riesgo de mercado asociado principalmente con los instrumentos derivados sobre materias primas que posee. La Compañía utiliza en los cálculos las volatilidades y correlaciones históricas entre los instrumentos y las posiciones.

La Compañía utiliza un período de tenencia de un día y un intervalo de confianza del 95.0 por ciento en sus cálculos de VaR.

El VaR de un día al 95.0 por ciento refleja la probabilidad de 95.0 por ciento que la pérdida diaria no excederá el VaR reportado.

El enfoque de varianza-covarianza se utilizó para calcular los valores del VaR.

Historia VaR (de un día, 95%) por tipo de riesgo:	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Swap de tasa de interés y commodities	\$ 2,258	\$ 2,581	\$ 4,025
Exposición total VaR	\$ 2,145	\$ 2,452	\$ 3,824

El VaR es una estimación estadística de la cantidad que un portafolio puede perder en un horizonte de tiempo determinado para el intervalo de confianza dado. Mediante el uso de un VaR con un intervalo de confianza del 95.0 por ciento, las pérdidas potenciales por encima de dicho porcentaje no son consideradas; mediante el uso de datos históricos posibles movimientos extremos adversos pueden no ser capturados, ya que no ocurrieron durante el periodo de tiempo considerado en los cálculos, y no hay garantía de que las pérdidas reales no excedan el VaR calculado.

Mientras que el VaR captura la exposición diaria de la Compañía a los riesgos de precios de materias primas y tasas de interés, los análisis de sensibilidad evalúan el impacto de un cambio razonable posible en los precios de los insumos y tasas de interés durante un año. Los detalles del análisis de sensibilidad para el riesgo cambiario se incluyen en la Nota 24.7.1.

24.6. *Riesgo de precios en insumos*

El riesgo de mercado relacionado con insumos se genera por la volatilidad de los precios de ciertos insumos. Diversas subsidiarias de la Compañía están expuestas, en diversos grados, al riesgo de precios, principalmente a los precios en los mercados de gas natural. La política de la Compañía es la administración de este riesgo dentro de un marco que considere los mercados únicos y operativos y entornos regulatorios de cada subsidiaria.

La Compañía esta generalmente expuesta a riesgo de precios en insumos, indirectamente a través de sus activos de la terminal de GNL, gasoductos de gas y almacenamiento, y de generación de energía. La Compañía puede utilizar las transacciones de insumos con el fin de optimizar estos activos. Estas operaciones suelen negociarse con la base en los índices del mercado, pero también pueden incluir compras y ventas a precio fijo de dichos insumos (Ver Nota 24.4.).

24.7. Administración del riesgo cambiario

La Compañía tiene inversiones en entidades cuya moneda funcional no es el Dólar, adicionalmente, mantiene saldos en Pesos Mexicanos de sus subsidiarias con moneda funcional Dólar, exponiendo a la Compañía a fluctuaciones cambiarias.

El objetivo principal de la Compañía en la reducción de riesgo cambiario es el de preservar el valor económico de las inversiones y reducir la volatilidad de las utilidades que de otro modo se producirían debido a las fluctuaciones cambiarias.

Como se mencionó anteriormente, la Compañía realiza transacciones en moneda extranjera y, en consecuencia, surge la exposición a las fluctuaciones cambiarias.

Los valores contables de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, de acuerdo a la moneda funcional de las subsidiarias, al final del periodo de reporte son los que se muestran como sigue:

	Activos monetarios					
	Por los años terminados el					
	31/12/18		31/12/17		31/12/16	
Subsidiarias con moneda funcional Dólar	\$	907,113	\$	746,038	\$	171,462
Subsidiarias con moneda funcional Peso		32,146		33,594		19,900
	Pasivos monetarios					
	Por los años terminados el					
	31/12/18		31/12/17		31/12/16	
Subsidiarias con moneda funcional Dólar	\$	860,870	\$	853,067	\$	779,000
Subsidiarias con moneda funcional Peso		31,325		26,478		34,012

Para las subsidiarias de la Compañía con moneda funcional Dólar, sus saldos en Pesos incluyen: cuentas bancarias e inversiones en valores, IVA, ISR, por cobrar o por pagar, pagos anticipados, depósitos en garantía, la deuda a largo plazo, cuentas por pagar a proveedores y otras retenciones de impuestos.

Para las subsidiarias de la Compañía con moneda funcional Peso, sus saldos en dólares incluyen: cuentas bancarias, préstamos de partes relacionadas, cuentas por pagar a proveedores y provisiones.

Los tipos de cambio vigentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados y la fecha de emisión son las siguientes.

	Pesos			
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	19/02/19
Un Dólar	\$ 19.6829	\$ 19.7354	\$ 20.6640	\$ 19.3625

24.7.1. Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

Los saldos de la Compañía descritos en la Nota 24.7. son presentados en Pesos Mexicanos para las subsidiarias con moneda funcional Dólar y en Dólares para las subsidiarias con moneda funcional en Pesos.

La siguiente tabla detalla la sensibilidad de la Compañía en sus resultados de ganancias y ORI a un aumento y disminución del 10.0 por ciento del Dólar frente al Peso. El índice de sensibilidad utilizado para informar sobre el riesgo de moneda extranjera al personal clave de administración es 10.0 por ciento, lo que representa un punto de referencia para la administración del posible cambio de los tipos de cambio. El análisis de sensibilidad incluye sólo saldos insolutos de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera y ajusta su conversión al cierre del periodo con un cambio del 10.0 por ciento en los tipos de cambio de las monedas extranjeras. El análisis de sensibilidad incluye los préstamos entre compañías afiliadas cuando el préstamo esta denominado en una moneda distinta a la moneda funcional de la entidad acreditante o acreditado.

Para las subsidiarias con moneda funcional dólar, un número negativo indica una disminución en la utilidad o capital cuando el Dólar se fortalece un 10.0 por ciento frente al peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10.0 por ciento del Dólar frente al Peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían positivos.

Para las entidades con moneda funcional Dólar, el análisis de sensibilidad a los cambios en los tipos de cambio de Peso/Dólar se determina sobre una base antes de impuestos debido a la complejidad para determinar los efectos fiscales (las leyes fiscales reconocen las diferencias de cambio acumulables o deducibles y pérdidas sobre la base de la posición monetaria del Dólar, independientemente de la moneda funcional).

Para las subsidiarias con moneda funcional Peso, un número positivo indica un incremento en la utilidad o capital cuando el Dólar se fortalece un 10.0 por ciento contra el peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10.0 por ciento del Dólar frente al Peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían negativos.

	Moneda funcional Dólar			Moneda funcional Peso		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Utilidad o (pérdida) (i)	\$ 2,943	\$ 6,811	\$ 38,662	\$ 52	\$ (453)	\$ 898
ORI	—	—	—	414	2,580	(9,486)

(i) Principalmente atribuible a la exposición a saldos por cobrar en pesos en las subsidiarias con moneda funcional Dólar al final de cada período de reporte.

La sensibilidad en las subsidiarias con moneda funcional Dólar a la moneda extranjera ha disminuido principalmente debido al incremento de préstamos a partes relacionadas no consolidables.

La sensibilidad en las en las subsidiarias con moneda funcional Peso Mexicano a la moneda extranjera ha aumentado principalmente debido al incremento del saldo en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar.

24.8. Administración del riesgo de tasas de interés

En septiembre 2005, la Compañía celebró operaciones de derivados para cubrir pagos futuros de intereses asociados a los préstamos pronosticados por \$450.0 millones de terceros de ECA, los cuales fueron designados como cobertura de flujo de efectivo.

En 2007, se volvió probable que la partida cubierta no se concretara debido a un cambio en las necesidades de financiamiento externo de la Compañía. En consecuencia, una ganancia de cobertura de flujo de efectivo de \$30.0 millones fue reclasificada del ORI en el capital a los resultados del periodo, y los cambios en el valor razonable de estos instrumentos fueron reconocidos en resultados en forma prospectiva dentro de la línea otras pérdidas y ganancias.

Al 31 de diciembre de 2014, existía un swap de tasa de interés con un importe nocional de \$151.2 millones bajo el cual, IEnova recibía una tasa variable de interés (LIBOR a tres meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0 por ciento.

Los términos originales del contrato swap, expiraban el 15 de diciembre de 2027. El 16 de septiembre de 2015, a través de una cláusula de terminación anticipada, la Compañía realizó un pago anticipado por un monto de \$29.8 millones, como resultado de este pago dicho derivado ha sido cancelado. La información anual del VaR relacionada al swap de tasa de interés se incluye en la Nota 24.5.

24.8.1. Contrato swap de tasa de interés celebrados por los negocios conjuntos de la Compañía

Como se describe en la Nota 10.2. b. el negocio conjunto con Saavi Energía firmó un contrato swap para cubrir eficazmente el riesgo de tasa de interés debido al financiamiento.

Como se describe en la Nota 10.5. b. el negocio conjunto con BlackRock firmó un contrato de swap para cubrir efectivamente el riesgo de tasa de interés debido al financiamiento.

El valor razonable de instrumentos financieros derivados se basa en los valores de mercado vigentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados, los cuales impactan la inversión en el negocio conjunto con cargo a las utilidades actuales.

La Administración de la Compañía considera que el resultado del análisis de sensibilidad de este derivado es poco significativo.

24.9. Administración del riesgo de crédito

El riesgo de crédito se refiere al riesgo de que una de las contrapartes incumpla con sus obligaciones contractuales resultando en una pérdida financiera para la Compañía. La Compañía administra el riesgo de crédito a través de su proceso de aprobación de crédito y con la asignación y monitoreo de los límites de crédito otorgados. La Compañía establece dichos límites de crédito basados en el riesgo y consideraciones de recuperación bajo términos habituales de la industria.

Al igual que con el riesgo de mercado, la Compañía tiene políticas y procedimientos para administrar el riesgo de crédito, las cuales se ajustan a cada segmento de negocio, y son administrados por el departamento respectivo de cada subsidiaria y supervisados por cada administración.

Para la asignación de créditos de ECO, dependiendo del tipo de servicio requerido por el cliente, se aplican diferentes criterios como sigue:

Clientes menores (clientes residenciales para consumo del hogar):

- Copia de identificación oficial;
- Comprobante de domicilio o poder notarial por parte del propietario, en el caso de propiedades rentadas;
- Referencias personales, (las cuales son confirmadas); y
- Registro Federal de Contribuyentes, para clientes comerciales con consumos menores.

Clientes principales (clientes de consumo industrial y comercial)

- Poder notarial;
- Identificación oficial del representante legal;
- Acta constitutiva;
- Comprobante de domicilio; y
- Dependiendo del volumen de consumo, puede ser requerida una garantía, la cual puede ser: una carta de crédito, un depósito en garantía, pagarés, entre otros.

La supervisión incluye una revisión mensual del 100.0 por ciento de los saldos de clientes importantes por el departamento de crédito y cobranza, para asegurarse de que los pagos se hacen en una manera oportuna y para garantizar que se encuentren en el cumplimiento de los términos acordados en el contrato.

La Compañía considera que ha asignado reservas adecuadas por incumplimiento de las contrapartes.

Para todas las demás compañías del segmento de Gas y para el segmento de Electricidad, cuando los proyectos de desarrollo de la Compañía se vuelven operacionales, dependen en gran medida de la capacidad de sus proveedores para cumplir sus contratos a largo plazo y de la capacidad para hacer cumplir los términos del contrato en caso de incumplimiento.

Asimismo, los factores que la Compañía considera en la evaluación de un proyecto de desarrollo incluyen negociaciones con el cliente y acuerdos con proveedores y, por lo tanto, dependen de estos acuerdos para el desempeño futuro.

24.9.1. Concentración del riesgo de crédito

La Compañía conduce sus negocios basados en las evaluaciones continuas de las condiciones financieras de los clientes y en ciertas garantías, excepto cuando esos clientes califican para el crédito con base en sus calificaciones otorgadas por S&P u otra agencia calificadora de crédito en Estados Unidos o en Canadá.

La administración considera que el riesgo derivado de la concentración del crédito es mínimo ya que sus principales clientes pagan en forma mensual, de lo contrario el servicio puede ser suspendido hasta que los adeudos sean cobrados.

A continuación se presenta una tabla que muestra la concentración de los ingresos de la Compañía por cliente:

	Segmento	Por los años terminados el		
		31/12/18	31/12/17	31/12/16
Ciente 1	Gas	\$ 317,805	\$ 317,055	\$ 226,496
Ciente 2	Electricidad y Gas	218,126	142,445	—
Ciente 3	Gas	171,666	168,937	40,592
Ciente 4	Gas	143,026	113,086	6,143
Ciente 5	Gas	123,366	114,093	30,040
Ciente 6	Gas	98,435	103,043	101,998
Ciente 7	Gas	84,846	87,160	88,646
Ciente 8 *	Electricidad	36,353	35,389	3,594
Ciente 9	Gas	36,723	36,397	35,839
Ciente 10	Electricidad	—	—	110,576
Otros **		138,209	105,300	123,165
		<u>\$ 1,368,555</u>	<u>\$ 1,222,905</u>	<u>\$ 767,089</u>

* Ver Nota 12.

** Dentro de otros, no hay clientes que representen más del 9.0 por ciento de la concentración de ingresos de la Compañía.

Como se menciona anteriormente, todos los principales clientes pagan de forma mensual, de lo contrario el servicio puede ser suspendido hasta que los adeudos sean cobrados y, por lo tanto, la administración considera que la Compañía no está expuesta a riesgos de crédito significativos.

El riesgo de crédito máximo al que está expuesta la Compañía al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016, era de \$350.9 millones, \$313.6 millones y \$190.2 millones, respectivamente.

24.10. Administración del riesgo de liquidez

La responsabilidad final de la administración del riesgo de liquidez corresponde a los directores y ejecutivos clave de IEnova, quienes han establecido un marco de administración del riesgo de liquidez para administrar los requerimientos de financiamiento y liquidez. Al 31 de diciembre 2018, los proyectos se financiaron por recursos obtenidos por la Oferta Global (Ver Nota 1.2.2.) de préstamos de partes relacionadas no consolidables y financiamientos bancarios. La Compañía actualmente muestra un exceso de pasivos a corto plazo sobre sus

activos circulantes, esto es principalmente por préstamos con partes relacionadas no consolidables y la deuda a corto plazo. Como se menciona en las Notas 6 y 22, la Compañía tenía \$1,033.0 millones en líneas de crédito disponibles con los bancos.

24.10.1. Tablas de riesgo de interés y riesgo de liquidez

Las siguientes tablas detallan los vencimientos contractuales remanentes de los pasivos financieros no derivados de la Compañía con periodos de reembolso acordados. Las tablas se han elaborado a partir de los flujos de efectivo no descontados de dichos pasivos financieros, con base en su exigibilidad, que es la fecha más temprana en la que la Compañía puede ser requerida a pagar. Las tablas incluyen flujos de efectivo tanto de intereses como de principales. En la medida en que los flujos de intereses son de tasa variable, el monto no descontado se deriva de la tasa de interés spot al final del período de reporte.

	Tasa promedio de interés efectiva %	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2018						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 808,086	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 808,086
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 10 años)	3.75	11,250	33,750	56,250	300,000	401,250
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 30 años)	4.88	26,325	78,975	131,625	1,066,500	1,303,425
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 23.)	6.3	12,483	37,449	199,286	—	249,218
Tasa de interés variable del préstamo bancario (Ventika)	6.49	53,649	83,028	197,086	447,892	781,655
Tasa de interés variable del préstamo bancario (IEnova Pipelines)	4.63	49,316	33,268	283,563	—	366,147
Tasa variable de la deuda a largo plazo (Trina)	6.07	256	684	1,140	3,862	5,942
		<u>\$ 961,365</u>	<u>\$ 267,154</u>	<u>\$ 868,950</u>	<u>\$1,818,254</u>	<u>\$3,915,723</u>
31 de diciembre de 2017						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 137,053	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 137,053
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 10 años)	3.75	6,563	33,750	56,250	316,875	413,438
Tasa de interés variable de préstamo bancario (Senior Notes 30 años)	4.88	15,356	78,975	131,625	1,105,988	1,331,944

	Tasa promedio de interés efectiva %	Menos de 1 año	1-3 años	3-5 años	5+ años	Total
Tasa de interés variable de la deuda a corto plazo (Ver Nota 23.)	4.14	65,871	—	—	—	65,871
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 23.)	6.30	12,623	37,868	211,378	—	261,869
Tasa de interés variable del préstamo bancario (Ventika)	5.60	48,211	76,868	210,235	472,467	807,781
Tasa de interés variable del préstamo bancario (IEnova Pipelines)	4.63	53,642	39,034	341,697	—	434,373
		<u>\$ 339,319</u>	<u>\$ 266,495</u>	<u>\$ 951,185</u>	<u>\$1,895,330</u>	<u>\$3,452,329</u>
31 de diciembre de 2016						
Tasa de interés variable de préstamo bancario (SMBC)		\$ 442,560	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 442,560
Tasa de interés variable de la deuda a corto plazo (Ver Nota 23)	4.14	2,512	57,613	—	—	60,125
Tasa fija de la deuda a largo plazo (Ver Nota 23.)	6.30	12,055	36,166	24,111	177,769	250,101
Tasa de interés variable del préstamo bancario (Ventika)	5.59	38,767	75,855	50,570	645,630	810,822
Tasa de interés variable del préstamo bancario (IEnova Pipelines)	4.63	53,576	44,682	29,788	361,961	490,007
		<u>\$ 549,470</u>	<u>\$ 214,316</u>	<u>\$ 104,469</u>	<u>\$1,185,360</u>	<u>\$2,053,615</u>

La Compañía puede decidir discrecionalmente realizar pagos anticipados de los préstamos de partes relacionadas.

La siguiente tabla detalla el análisis de la liquidez de la Compañía para sus instrumentos financieros derivados. La tabla se ha elaborado a partir de los flujos de efectivo netos contractuales no descontados por instrumentos derivados que se liquidan sobre una base neta. Cuando el importe por pagar o por cobrar no es fijo, el importe a revelar es determinado con referencia a las tasas de interés o los precios futuros de las materias primas obtenidos mediante curvas proyectadas al final del período de reporte.

	Menos de 1 año	1-2 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2018					
Importes netos:					
- Swap tipo de cambio y tasa de interés	\$ 176	\$ (1,920)	\$ (159,750)	\$ (2,909)	\$ (164,403)
	<u>\$ 176</u>	<u>\$ (1,920)</u>	<u>\$ (159,750)</u>	<u>\$ (2,909)</u>	<u>\$ (164,403)</u>

	Menos de 1 año	1-2 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2017					
Importes netos:					
- Swap tipo de cambio y tasa de interés	\$ (38,978)	\$ (3,032)	\$ (12,579)	\$ (141,516)	\$ (196,105)
	<u>\$ (38,978)</u>	<u>\$ (3,032)</u>	<u>\$ (12,579)</u>	<u>\$ (141,516)</u>	<u>\$ (196,105)</u>
31 de diciembre de 2016					
Importes netos:					
- Swap de tipo de cambio y tasa de interés	\$ (3,848)	\$ (54,361)	\$ (13,089)	\$ (146,824)	\$ (218,122)
	<u>\$ (3,848)</u>	<u>\$ (54,361)</u>	<u>\$ (13,089)</u>	<u>\$ (146,824)</u>	<u>\$ (218,122)</u>

24.11. Valor razonable de instrumentos financieros

24.11.1. Valor razonable de los instrumentos financieros a costo amortizado

Excepto por lo que se detalla en la siguiente tabla, la Administración considera que los valores en libros de los activos financieros y pasivos financieros reconocidos en los Estados Financieros Consolidados se aproximan a sus valores razonables.

	Por los años terminados el					
	31/12/18		31/12/17		31/12/16	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros						
<i>Arrendamiento financiero por cobrar</i>	\$ 942,184	\$ 942,184	\$ 950,310	\$ 950,310	\$ 957,466	\$ 957,466
<i>Préstamos a partes relacionados no consolidables</i>	691,340	696,626	535,945	592,727	117,328	103,965
Pasivos financieros						
<i>Pasivos financieros a costo amortizado:</i>						
- <i>Deuda a largo plazo (cotizados en la bolsa de valores)</i>	1,038,142	865,710	1,037,614	998,995	249,744	232,812
- <i>Deuda bancaria a largo plazo</i>	669,629	675,801	728,423	849,486	790,060	678,649
- <i>Préstamos de partes relacionadas no consolidables (corto plazo)</i>	310,696	310,694	554,497	553,558	260,914	491,879
- <i>Deuda a corto plazo</i>	872,314	872,314	266,143	266,143	498,198	678,649
- <i>Préstamos de partes relacionadas no consolidables (largo plazo)</i>	75,161	67,963	73,510	69,967	3,080	3,080

24.11.2. Técnicas de valuación y supuestos aplicados para propósitos de medir el valor razonable

Los valores razonables de los activos y pasivos financieros se determinan como sigue:

- El valor razonable de los arrendamientos financieros por cobrar se determina calculando el valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento, incluyendo el período de extensión del contrato, utilizando la tasa de descuento que representa la tasa interna de retorno en las inversiones de capital de la Compañía.
- La Compañía determina el valor razonable de su deuda a largo plazo con precios de mercados reconocidos.
- Para los pasivos financieros y otras deudas a largo plazo, la Compañía determina el valor razonable de sus otros pasivos financieros a costo amortizado determinando su valor presente al final de cada periodo. La tasa de interés libre de riesgo utilizada para descontar a valor presente es ajustada para reflejar el riesgo de crédito propio de la Compañía.
- El valor razonable de los derivados y otras posiciones derivadas, las cuales incluyen swaps de tasa de interés, son determinados utilizando supuestos que harían los participantes en el mercado al valuar dichos instrumentos. Los supuestos que harían los participantes en el mercado incluyen aquellos relacionados con los riesgos, y los riesgos inherentes de los datos de entrada (inputs) en la técnica de valuación. Estos inputs pueden ser observables, corroborados en el mercado o generalmente no observables.

Los supuestos significativos utilizados por la Compañía para determinar el valor razonable de los siguientes activos y pasivos financieros se describen a continuación.

24.11.3. Mediciones de valor razonable reconocidas en los Estados Consolidados de Posición Financiera

La Compañía aplica recurrentemente mediciones de valor razonable para ciertos activos y pasivos. “Valor razonable” se define en el párrafo de la Nota 2.2.b.

Una medición a valor razonable refleja los supuestos que participantes del mercado utilizarán en asignar un precio a un activo o pasivo basado en la mejor información disponible. Estos supuestos incluyen los riesgos inherentes en una técnica particular de valuación (como el modelo de valuación) y los riesgos inherentes a los inputs del modelo. Adicionalmente la administración considera la posición crediticia de la Compañía cuando mide el valor razonable de sus pasivos.

La Compañía establece un nivel jerárquico de designación de los inputs utilizados para medir el valor razonable. La jerarquía otorga la prioridad más alta a precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos (Nivel 1) y la prioridad más baja a inputs no observables (Nivel 3).

Los tres niveles de la jerarquía del valor son los siguientes:

- Nivel 1 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de los precios cotizados (no ajustados) en los mercados activos para activos o pasivos idénticos a la fecha de reporte; los mercados activos son transacciones de activos y de pasivos ocurridos frecuentemente y tienen un volumen que prevé información de precios sobre bases actuales.
- Nivel 2 mediciones del valor razonable son aquellas derivadas de las entradas que no sean los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que son observables para el activo o pasivo a la fecha de presentación de informes, ya sea directa (ejemplo: precios) o indirectamente (ejemplo: diferentes a precios); y
- Nivel 3 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de las técnicas de valuación que incluyen los inputs para los activos o pasivos, que no se basan en información observable del mercado indicadores no observables.

Los activos y pasivos de la Compañía que fueron registrados a valor razonable sobre una base recurrente se mencionan en la siguiente tabla y fueron clasificados como Nivel 1 y 2 en la jerarquía del valor razonable:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
<i>Activos financieros a valor razonable a través de resultados</i>			
Inversiones en valores a corto plazo (Nivel 1)*	\$ 26,366	\$ 56,901	\$ 51,443
Activos financieros derivados (Nivel 2)	17,620	8,065	8,040
<i>Pasivos financieros a valor razonable a través de resultados</i>			
Pasivos financieros derivados (Nivel 2)	163,823	204,170	226,161

La Compañía no mantiene activos o pasivos financieros clasificados como Nivel 3 y no ha habido transferencias entre el Nivel 1 y 2 durante los periodos reportados.

* Las inversiones en valores incluyen efectivo restringido por \$23.3 millones, \$55.8 millones y 51.4 millones al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

24.11.4. Commodities y otras posiciones derivadas

La Compañía celebra contratos de instrumentos financieros derivados para cubrir la volatilidad de su impacto fiscal los ingresos atribuibles a la fluctuación del Peso con respecto al Dólar. Ciertos activos y pasivos monetarios de la Compañía están expresados en Dólares (moneda funcional); sin embargo, ellos se vuelven a medir en Pesos durante todo el año a efectos fiscales mexicanas. La medición de estos activos y pasivos da lugar a pérdidas y ganancias cambiarias para efectos fiscales y el impacto de las obligaciones fiscales en México.

La Compañía reconoce los cambios en el valor razonable y las liquidaciones en el “costo de ingresos” de los Estados Consolidados de Ganancias.

25. Impuestos a la utilidad

La Compañía está sujeta al ISR. La tasa sobre el impuesto corriente es del 30.0 por ciento.

25.1. Impuestos a la utilidad reconocidos en el Estado Consolidado de Ganancias

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
<i>Impuesto causado:</i>			
ISR	\$ (113,683)	\$ (39,376)	\$ (102,950)
IETU-IMPAC	—	(205)	—
	<u>(113,683)</u>	<u>(39,581)</u>	<u>(102,950)</u>
<i>Impuesto diferido:</i>			
Impuesto diferido del ejercicio	<u>(29,381)</u>	<u>(64,582)</u>	<u>(14,395)</u>
Total de impuestos a la utilidad en resultados	<u>\$ (143,064)</u>	<u>\$ (104,163)</u>	<u>\$ (117,345)</u>

El gasto del año se puede conciliar con la utilidad contable, como se muestra a continuación:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocios conjuntos	\$ 535,666	\$ 413,660	\$ 829,494
Impuestos a la utilidad calculado al 30%	(160,700)	(124,098)	(248,848)
Gastos no deducibles	(1,985)	(2,880)	(2,546)
Efectos de fluctuación cambiaria	513	(17,806)	38,884
Efectos de ajuste por inflación	(28,076)	(32,341)	(8,779)
Efecto de pérdidas fiscales no reconocidas como impuesto a la utilidad diferido activo	2,279	(25,965)	(23)
Efecto de remediación del valor de inversión en subsidiarias	—	—	201,921
Ingresos no acumulables	—	368	1,055
Efecto de tipo de cambio e inflación sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo, neto y pérdidas fiscales	55,180	98,880	(97,792)
Otros	(10,275)	(321)	(1,217)
Gasto por impuestos a la utilidad reconocido en los resultados del año	\$ (143,064)	\$ (104,163)	\$ (117,345)

El cambio en la tasa efectiva de impuestos a la utilidad se debió principalmente a los siguientes factores:

- La utilidad o pérdida en moneda extranjera se calcula sobre los saldos en pesos para propósitos de reporte de información financiera, mientras que la Ley del ISR en México reconoce dicha utilidad o pérdida en relación a los saldos en Dólares estadounidenses.
- El efecto de variaciones en el tipo de cambio sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo de la Compañía que son valuadas en pesos para fines de impuestos, mientras que se mantienen en Dólares estadounidenses (moneda funcional) para propósitos de reporte de información financiera. Además, la Ley de ISR en México considera los efectos de la inflación sobre dichas bases fiscales.
- El efecto inflacionario de ciertos activos y pasivos monetarios.
- Pérdidas fiscales utilizadas o no reconocidas como impuestos diferidos.

25.2. Impuestos a la utilidad diferidos reconocidos directamente en el capital social y en ORI

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Reconocidos directamente en capital social:			
Emisión de acciones ordinarias a través de IPO y oferta global	\$ —	\$ 17,851	\$ 10,463
Reconocidos directamente en ORI:			
Impuesto relacionado con las ganancias actuariales en planes de beneficio definidos	(156)	(211)	(530)
Impuesto en valuación de instrumentos de cobertura	(4,605)	(2,357)	(5,459)
Total impuestos a la utilidad reconocido directamente en el capital social y ORI	\$ (4,761)	\$ 15,283	\$ 4,474

25.3. Activos y pasivos por impuestos a la utilidad diferidos

Los principales conceptos que originan el saldo activo (pasivo) de los impuestos a la utilidad diferidos presentados en los Estados Consolidados de Posición Financiera, son:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Activos por impuestos a la utilidad diferidos:			
Beneficio de pérdidas fiscales amortizables para recuperar impuestos pagados en periodos anteriores	\$ 72,497	\$ 171,015	\$ 265,310
Gastos acumulados y provisiones	21,582	43,381	28,940
Efecto de la combinación de negocios IEnova Gasoductos México	1,355	1,453	1,550
Beneficios a los empleados	6,845	5,941	4,835
Inventarios	1,909	2,768	3,861
Estimación para cuentas de cobro dudoso	159	139	123
Activo diferido por emisión de acciones del IPO y oferta global	17,851	17,851	17,851
Activo diferido por instrumentos financieros mantenidos con fines de cobertura	6,593	10,360	19,899
Otros	—	—	(1,720)
Total activos por impuestos a la utilidad diferidos	128,791	252,908	340,649
Efecto de desconsolidación (a)	(47,938)	(155,574)	(250,961)
Activos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ 80,853	\$ 97,334	\$ 89,688
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos:			
Propiedad, planta y equipo	\$ (228,634)	\$ (318,297)	\$ (340,451)
Arrendamientos financieros	(282,525)	(285,000)	(287,240)
Efecto del valor presente de los activos e intangibles de Ventika	(83,054)	(86,241)	(88,355)
Gastos pagados por anticipado	(4,396)	(4,693)	(11,263)
Otros	(16,221)	(12,957)	(13,259)
Total pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	(614,830)	(707,188)	(740,568)
Efecto de desconsolidación (a)	47,938	155,574	250,961
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ (566,892)	\$ (551,614)	\$ (489,607)

- a. Los efectos de desconsolidación fiscal en el impuesto diferido, son presentados para reflejar que la Compañía ya no cuenta con el derecho de compensar los impuestos de las subsidiarias, por lo cual, éstos son presentados de forma separada en el Estados Consolidados de Posición Financiera al 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016.

Durante 2017, la Compañía no ha reconocido un activo por impuestos diferidos por un monto de \$15.2 millones generado por las diferencias entre el valor contable y el valor fiscal, como resultado de la decisión de clasificar a TDM como activo disponible para la venta.

Adicionalmente, la Compañía no ha reconocido un activo por impuestos diferidos por la cantidad de \$23.4 millones generados por las diferencias entre el valor en libros y el valor fiscal de TDM.

La Compañía considera que no hay suficientes ganancias gravables disponibles para reconocer la totalidad o parte del activo por impuestos diferidos.

25.4. *Impuestos a la utilidad diferidos en los Estados Consolidados de Posición Financiera*

El siguiente es el análisis de los activos y pasivos por impuestos a la utilidad diferidos que se incluyen en los Estados Consolidados de Posición Financiera:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Activos	\$ 80,853	\$ 97,334	\$ 89,688
Pasivos	\$ (566,892)	\$ (551,614)	\$ (489,607)
	<u>\$ (486,039)</u>	<u>\$ (454,280)</u>	<u>\$ (399,919)</u>

Los beneficios de las pérdidas fiscales actualizadas pendientes de amortizar y el IMPAC por recuperar por los que ya se ha reconocido (en su caso, parcialmente) el activo por ISR diferido y un crédito fiscal, respectivamente, pueden recuperarse cumpliendo con ciertos requisitos. Los años de vencimiento y sus montos actualizados al 31 de diciembre de 2018, son:

Año de Vencimiento	Pérdidas fiscales amortizables	IMPAC Recuperable
2019	\$ 1,675	\$ 147
2020	1,630	147
2021	1,358	147
2022	537	147
2023	458	147
2024	2,243	147
2025	19,696	147
2026	206,996	147
2027	1,241	147
2028	5,824	151
	<u>\$ 241,658</u>	<u>\$ 1,474</u>

En la determinación del ISR diferido según lo descrito anteriormente, se incluyeron los efectos de pérdidas fiscales por amortizar e IMPAC pagado por recuperar por \$241.7 millones y \$1.5 millones, respectivamente.

25.5. *Impuestos a la utilidad por recuperar y por pagar*

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
<i>Impuestos a la utilidad por recuperar:</i>			
ISR por recuperar	<u>\$ 74,806</u>	<u>\$ 81,909</u>	<u>\$ 6,390</u>
<i>Impuestos a la utilidad por pagar:</i>			
ISR por pagar	<u>\$ (63,044)</u>	<u>\$ (3,384)</u>	<u>\$ (13,322)</u>

26. Capital contable

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Capital social	\$ 963,272	\$ 963,272	\$ 963,272
Aportación adicional de capital	2,351,801	2,351,801	2,351,801
	<u>\$ 3,315,073</u>	<u>\$ 3,315,073</u>	<u>\$ 3,315,073</u>

26.1. La integración del capital social se muestra a continuación:

En Asamblea General de Socios celebrada el 15 de febrero de 2013, se aprobó el aumento del capital social de la Compañía en \$1.0 Peso, el cual fue suscrito y pagado por SEH, parte relacionada no consolidable, aumentando el valor de su parte social; asimismo, la Compañía aprobó el cambio del tipo de sociedad de Sempra México, S. de R. L. de C. V. a una Sociedad Anónima de Capital Variable (“S. A. de C. V.”, Compañía Pública Limitada). En virtud de dichos cambios, se realizó la transformación de las partes sociales por acciones, las cuales al 15 de febrero de 2013 se encontraban distribuidas de la manera que se muestra a continuación:

Nombre del accionista	Acciones		Total
	Clase I	Clase II	
Sempra Energy Holdings XI, B. V.	4,990	935,908,312	935,913,302
Sempra Energy Holdings IX, B. V.	10	—	10
	<u>5,000</u>	<u>935,908,312</u>	<u>935,913,312</u>

El capital social está integrado por acciones comunes nominativas, sin expresión de valor nominal. El valor teórico por acción es de \$10.0 Pesos Mexicanos. Las acciones Clase I y II representan la parte fija y la parte variable del capital social, respectivamente. La parte variable es ilimitada.

El 6 de marzo de 2013, SEH suscribió una ampliación de capital en SEMCO (subsidiaria de Sempra Energy), acordando pagar dicho aumento de capital a través de una contribución en acciones de IEnova por un monto a determinarse de acuerdo al precio por acción de la Oferta Global y sujeto a que las acciones de IEnova estén debidamente inscritas en el Registro Nacional de Valores (“RNV”). El 21 de marzo de 2013, la fecha efectiva de la Oferta Global y registro en RNV, SEMCO adquirió la totalidad de las acciones de SEH, conforme a los términos descritos; por lo tanto, a partir de esta fecha SEMCO es la nueva compañía controladora de IEnova.

El 21 de marzo de 2013, la Compañía llevó a cabo una Oferta Global de acciones. A través de la Oferta Global, la Compañía emitió 189,661,305 acciones a un precio de colocación de \$34.0 Pesos por acción, dicha oferta incluía una opción de sobreasignación de hasta 28,449,196 acciones. El monto de esta oferta global fue de \$520,707.0 (\$6,448.4 millones de Pesos Mexicanos).

El 27 de marzo de 2013, en seguimiento a la Oferta Global, los intermediarios colocadores tanto en México como en el extranjero ejercieron las opciones de sobreasignación acordadas. El monto de las sobreasignaciones fue de \$78,106.0 (\$967.0 millones de Pesos Mexicanos) que correspondían a 28,449,196 acciones al precio de colocación de \$34.0 Pesos Mexicanos por acción.

El 14 de septiembre de 2015, en Asamblea General de Accionistas, se aprobó la propuesta de una oferta de acciones, es una oferta global combinada, que consiste en una oferta pública en México para el público en general y una oferta internacional como lo define la regla 144A bajo la regulación de la United States Securities Act of 1933.

En adición se aprobó un aumento de capital por \$3,300.0 millones de Pesos Mexicanos en 330 millones de acciones ordinarias. Al 31 de diciembre del 2015, dichas acciones no se han suscrito ni pagado y por lo tanto no hay impacto que se refleje en los Estados Financieros Consolidados.

26.2. Oferta Global

El 13 de octubre de 2016, la Compañía realizó la Oferta Global por un total de 380,000,000 de acciones ordinarias con un valor de \$80.0 Pesos por acción. Después de que la Oferta Global de acciones se ejerció la opción de la sobreasignación de acciones y, el capital variable representó aproximadamente el 33.57 por ciento de la participación destacada de IEnova.

El total recaudado, neto de costos de emisión, fueron aproximadamente \$1.6 billones de Dólares. Los recursos totales que la Compañía obtuvo como resultado de la Oferta Global ascendieron a \$30,400.0 millones de Pesos Mexicanos y los costos de emisión ascendieron a \$659.5 millones de Pesos Mexicanos (\$34.8 millones de Dólares). Posterior a la Oferta Global de la Compañía, el capital suscrito y pagado de IEnova está representado por un total de 1,534,023,812 acciones.

26.3. Constitución de fondo de compra de acciones propias

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 14 de junio de 2018, aprobó la constitución de un fondo de compra de acciones propias, considerando un monto máximo para dicho fin correspondiente al 31 de diciembre de 2018, la cantidad de hasta \$250.0 millones. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía ha recomprado 2,000,000 acciones por un total de \$7.2 millones. Las acciones recompradas se mantienen en Tesorería y no pueden ser liberadas sin la aprobación de la Asamblea General de Accionistas de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2018 el balance del fondo de compra de acciones es de \$242.8 millones (\$5,021.2 millones de Pesos Mexicanos).

Por el año que término el 31 de diciembre de 2018 (Pesos Mexicanos)					
Accionistas de la Compañía	Numero de Partes Sociales	Capital Social Fijo	Capital Social Variable	Total	Total de Capital Social
SEMCO	1,019,038,312	\$ 50,000	\$ 10,190,333,120	\$ 10,190,383,120	\$ 751,825
Publico Inversionista	514,985,500	—	5,149,855,000	5,149,855,000	211,447
	<u>1,534,023,812</u>	<u>\$ 50,000</u>	<u>\$ 15,340,188,120</u>	<u>\$ 15,340,238,120</u>	<u>\$ 963,272</u>

27. Dividendos decretados

Durante 2018, 2017 y 2016 a través de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, se aprobaron decretos de dividendos en efectivo, aplicados contra el saldo de CUFIN. Bajo la regulación mexicana los dividendos pagados provenientes de CUFIN no son sujetos a impuestos. Los dividendos declarados y pagados fueron por los siguientes montos:

Fecha de Asamblea	Monto
24 de julio de 2018(*)	\$ 210,000
25 de julio de 2017	\$ 200,000
9 de agosto de 2016	\$ 140,000

* Estos dividendos fueron pagados el 21 de agosto de 2018.

27.1. Dividendo por acción

	Centavos por acción por el año terminado el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
IEnova	\$ 0.14	\$ 0.13	\$ 0.11

28. Información por segmentos

28.1. Productos y servicios de los cuales los segmentos obtienen sus ingresos

La información reportada para efectos de la asignación de recursos y evaluación de desempeño de los segmentos se centra en los tipos de bienes o servicios entregados o proporcionados. Los segmentos que reporta la Compañía, son descritos y presentados en la Nota 1.3.

Las siguientes tablas muestran información por segmento de los Estados Consolidados de Ganancias y los Estados Consolidados de Posición Financiera.

28.2. Ingresos y resultados por segmento

A continuación se muestra, un análisis de los ingresos y resultados por operaciones continuas por segmento reportable de la Compañía:

	Ingresos por segmentos		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas:			
Ingresos con clientes	\$ 919,783	\$ 888,647	\$ 548,947
Ingresos con partes relacionadas no consolidables	138,752	103,043	101,998
Ingresos entre segmentos	329,527	309,179	238,147
Electricidad:			
Ingresos con clientes	99,592	99,164	12,315
Ingresos con partes relacionadas no consolidables	208,652	130,192	101,192
Corporativo:			
Asignación de servicios profesionales con partes relacionadas no consolidables	1,776	1,859	2,637
Servicios profesionales entre segmentos	34,974	29,970	29,484
	1,733,056	1,562,054	1,034,720
Ajustes y eliminaciones entre segmentos	(364,501)	(339,149)	(267,631)
Total ingresos por segmentos	\$ 1,368,555	\$ 1,222,905	\$ 767,089
	Utilidad por segmentos		
	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 445,259	\$ 463,483	\$ 912,370
Electricidad	65,357	(34,316)	(104,900)
Corporativo	(80,030)	(74,993)	(52,480)
Total utilidad por segmentos	\$ 430,586	\$ 354,174	\$ 754,990

La utilidad por segmentos es la medición que se reporta para los propósitos de asignación y evaluación de los rendimientos de recursos del segmento.

28.3. Activos y pasivos por segmentos

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Activos por segmentos:			
Gas	\$ 6,705,011	\$ 6,425,446	\$ 5,716,175
Electricidad	1,356,815	1,170,970	1,241,689
Corporativo*	706,771	567,443	169,084
Total activos consolidados	<u>\$ 8,768,597</u>	<u>\$ 8,163,859</u>	<u>\$ 7,126,948</u>
Pasivos por segmentos:			
Gas	\$ 1,066,774	\$ 1,031,448	\$ 983,424
Electricidad	655,386	652,502	641,479
Corporativo*	2,292,687	1,963,322	1,151,734
Total pasivos consolidados	<u>\$ 4,014,847</u>	<u>\$ 3,647,272</u>	<u>\$ 2,776,637</u>

*Segmento corporativo

La Administración ha decidido reclasificar retrospectivamente los montos de \$39.7 en activo y \$0.8 en pasivo al 31 de diciembre de 2017; se incorporaron las Terminales Liquidadas del segmento corporativo al segmento de gas, al considerarse más apropiado incluir dichas operaciones operaciones y activos en este segmento. (Ver Nota 2.29)

Para los efectos de monitorear el desempeño de los segmentos y asignar los recursos entre los segmentos:

- Todos los activos se asignan a segmentos reportables. El crédito mercantil es asignado a segmentos reportables.
- Todos los pasivos son asignados a segmentos reportables.

28.4. Otra información de segmentos

	Propiedad, planta y equipo			Depreciación acumulada		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 3,777,923	\$ 3,569,528	\$ 3,354,683	\$ (616,526)	\$ (510,744)	\$ (424,639)
Electricidad	1,150,247	686,195	677,440	(232,776)	(24,885)	(1,807)
Corporativo	19,685	18,881	16,191	(11,639)	(9,519)	(7,783)
	<u>\$ 4,947,855</u>	<u>\$ 4,274,604</u>	<u>\$ 4,048,314</u>	<u>\$ (860,941)</u>	<u>\$ (545,148)</u>	<u>\$ (434,229)</u>

	Depreciación y amortización			Adquisiciones de propiedad, planta y equipo		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 100,794	\$ 86,182	\$ 60,703	\$ 218,811	\$ 205,452	\$ 692,853
Electricidad	34,228	31,049	4,356	222,384	8,373	673,808
Corporativo	2,135	1,789	1,547	1,550	3,237	1,376
	<u>\$ 137,157</u>	<u>\$ 119,020</u>	<u>\$ 66,606</u>	<u>\$ 442,745</u>	<u>\$ 217,062</u>	<u>\$ 1,368,037</u>

	Ingresos por intereses			Costos financieros		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 2,105	\$ 813	\$ 959	\$ (12,074)	\$ 3,371	\$ 23,144
Electricidad	804	963	1,176	(23,631)	(25,573)	(1,542)
Corporativo	24,540	21,032	4,159	(87,174)	(51,299)	(42,694)
	<u>\$ 27,449</u>	<u>\$ 22,808</u>	<u>\$ 6,294</u>	<u>\$ (122,879)</u>	<u>\$ (73,501)</u>	<u>\$ (21,092)</u>

	Participación en utilidades de negocios conjuntos			Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad		
	Por los años terminados el			Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Gas	\$ 34,158	\$ 41,094	\$ 40,284	\$ (107,875)	\$ (97,340)	\$ (132,951)
Electricidad	3,826	3,583	2,557	(22,861)	(3,972)	30,889
Corporativo	—	—	—	(12,328)	(2,851)	(15,283)
	<u>\$ 37,984</u>	<u>\$ 44,677</u>	<u>\$ 42,841</u>	<u>\$ (143,064)</u>	<u>\$ (104,163)</u>	<u>\$ (117,345)</u>

28.5. Ingresos por tipo de producto o servicios

El siguiente es un análisis de los ingresos de la Compañía por sus principales tipos de productos y servicios:

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Transporte de gas	\$ 483,458	\$ 438,277	\$ 175,217
Generación de energía	307,039	229,934	113,127
Venta de gas natural	258,966	176,334	145,912
Otros ingresos operativos	133,646	156,306	145,943
Almacenamiento y regasificación	112,923	109,837	97,168
Distribución de gas natural	72,523	112,217	89,722
	<u>\$ 1,368,555</u>	<u>\$ 1,222,905</u>	<u>\$ 767,089</u>

Otros ingresos de operación

- a. IEnova Marketing recibió pagos de SLNGIH y SLNGI relacionados con las pérdidas y obligaciones incurridas por un monto de \$98.5 millones, \$103.0 millones y \$102.0 millones por los años terminados el 31 de diciembre 2018, 2017 y 2016 respectivamente los cuales se encuentran presentados dentro del rubro de ingresos en los Estados Consolidados de Ganancias.

El 3 de agosto de 2018, como parte de la disolución de SLNGIH se ejecuto un acuerdo entre IEnova Marketing y SLNGIH, mediante el cual se transfieren las obligaciones de indemnización de SLNGIH a SLNGI, mediante el tercer acuerdo modificatorio al contrato de compraventa de GNL, por sus siglas en ingles ("LNG SPA") celebrado entre IEnova Marketing y SLNGI.

- b. La Compañía reporto daños y declaró Fuerza Mayor por el gasoducto Sonora en el segmento Guaymas-El Oro, ubicado en territorio Yaqui, el cual interrumpió sus operaciones desde el 23 de agosto de 2017. No existe un impacto económico material debido a este evento. El segmento Sasabe-Puerto Libertad-Guaymas continua en operación.

29. Ingresos por Contratos con Clientes

29.1. Contratos con clientes

La Compañía aplicó inicialmente la IFRS 15 el 1 de enero de 2018. La siguiente tabla muestra la distribución por tipo de ingresos que se presentan en el Estado Consolidado de Ganancias por los años terminados el 31 de diciembre 2018:

	Por el año terminado 31/12/18
Ingresos de actividades ordinarias:	
Contratos con clientes	\$ 866,426
Arrendamiento	161,584
Derivados	69,617
Otros- Venta de gas natural	171,206
Otros - Non IFRS 15	99,722
Total de ingresos	<u>\$ 1,368,555</u>

29.2. Desagregación de los ingresos de actividades continuas

A continuación se presenta un desglose de los ingresos de contratos con clientes por tipo de producto o servicio, segmento operativo y momento de satisfacción de las obligaciones, así como la conciliación de los ingresos totales por segmento por los años terminados el 31 de diciembre 2018 y:

	Por el año terminado 31/12/18		
	Total subsidiarias	Ajustes de consolidación	Total
Por tipo de producto o servicio:			
Ingresos por servicios:			
Generación de energía	\$ 525,409	\$ (218,370)	\$ 307,039
Transporte de gas	392,875	(51,411)	341,464
Almacenamiento de gas natural	195,229	(82,306)	112,923
Servicios administrativos	149,322	(122,979)	26,343
Distribución de gas natural	81,941	(3,284)	78,657
Ingresos totales de contratos con clientes	<u>\$ 1,344,776</u>	<u>\$ (478,350)</u>	<u>\$ 866,426</u>
Otros- Venta de gas natural	262,436	(91,230)	171,206
Ingresos totales	<u>\$ 1,607,212</u>	<u>\$ (569,580)</u>	<u>\$ 1,037,632</u>
Satisfacción de obligaciones:			
A lo largo del tiempo	\$ 1,344,776	\$ (478,350)	\$ 866,426
Ingresos totales de contratos con clientes	<u>\$ 1,344,776</u>	<u>\$ (478,350)</u>	<u>\$ 866,426</u>
Por segmento operativo:			
Gas	1,388,062	(329,527)	1,058,535
Electricidad	308,244	—	308,244
Corporativo	36,750	(34,974)	1,776
Ingresos totales	<u>\$ 1,733,056</u>	<u>\$ (364,501)</u>	<u>\$ 1,368,555</u>

Los ingresos por productos y servicios que se presentan en el cuadro anterior, se obtienen de forma independiente en contratos con cada uno de sus clientes con posibles renovaciones de acuerdo a los términos contractuales.

La Compañía contabiliza el ingreso por servicios y por generación de energía eólica y eléctrica en el momento en que dichos servicios son prestados o cuando son entregados y aceptados por el cliente, conforme a los programas establecidos en cada contrato. La asignación de estos ingresos se realizará en función de los precios independientes de venta establecidos en los contratos y con base a lo incurrido; por lo tanto, la asignación de la consideración y, en consecuencia, el calendario del reconocimiento de ingresos no requirió cambios por la adopción de la IFRS 15.

Los servicios y entrega de energía se satisfacen a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe los beneficios provistos por la Compañía a través del periodo en el que el contrato se mantiene vigente.

Una descripción detallada de las principales características por tipo de producto o servicios se presenta a continuación:

i. *Ingresos por generación de energía*

La Compañía genera ingresos por energías renovables de Ventika, una instalación de generación de energía eólica adquirida en diciembre de 2016.

Estos ingresos se reconocen bajo PPA a largo plazo denominados en Dólares estadounidenses mediante la venta de electricidad a medida que la energía se entrega en el punto de interconexión. Se factura a los clientes según el volumen de energía entregado a las tarifas establecidas de acuerdo con una fórmula establecida en el contrato.

El cliente tendrá un período de tiempo contractual (comúnmente, hasta el último de (i) 10 días después de la emisión de la factura y (ii) el día 30 del mes calendario) para pagar el importe de la factura en su totalidad. En algunos contratos, si Ventika no proporciona al cliente el mínimo de producción acordado durante un año de operación, debe pagar al cliente una multa en un monto calculado como la diferencia de (i) lo que el cliente tuvo que pagar al CFE para obtener esa energía en el mercado y (ii) la cantidad que el cliente hubiera pagado a Ventika para comprar la energía mínima al precio del contrato. La Compañía determinó que el precio de la transacción no contiene un componente de financiamiento significativo.

ii. *Ingresos por transporte de gas*

Los servicios de transporte se proporcionan a través de acuerdos a largo plazo basados en una tarifa establecida al inicio del contrato y la Compañía está obligada a transportar y entregar gas natural y otros productos al cliente desde el punto de recepción hasta el punto de entrega, sujeto a un mínimo/ máximo.

La tarifa de uso variable depende del volumen entregado. El precio de venta independiente se establece al inicio de cada contrato y según el acuerdo, podría basarse en una tarifa regulada o una tarifa convencional.

iii. *Ingresos por servicios de almacenamiento y regasificación*

El gas natural siempre permanece como propiedad de los clientes del servicio de almacenamiento, quienes pagan una tarifa global, que incluye dos componentes:

1. una tarifa fija, que reserva el derecho a almacenar gas natural en las instalaciones de la Compañía.
2. una tarifa por unidad, para los volúmenes inyectados o retirados del almacenamiento.

El componente de tarifa fija de la tasa global se reconoce como ingresos en el período en que se presta el servicio. El cargo por unidad se reconoce como ingreso cuando los volúmenes se inyectan o se retiran de las instalaciones de almacenamiento.

iv. Ingresos por servicios administrativos

Los ingresos de los servicios prestados bajo los acuerdos de administración de energía generalmente se obtienen a medida que los servicios se prestan y se reconocen a lo largo del tiempo a medida que los clientes reciben y consumen los beneficios de dichos servicios. A los clientes se les factura por los servicios con base a una tarifa anual fija y los pagos generalmente tienen un vencimiento de un mes. Ciertos acuerdos permiten el reembolso de gastos cuando la Compañía actúa como agentes de los afiliados, tal es el caso en la gestión de facturación y arrendamiento de personal de otros afiliados. En tales casos, registramos los ingresos netos de los gastos relacionados incurridos.

v. Distribución de gas natural

Los ingresos se generan a través de los cargos por el servicio de distribución facturados mensualmente a sus clientes. El precio de compra del gas natural para la Compañía se basa en los índices de precios internacionales y se traslada directamente a los clientes. Los cargos por el servicio de distribución del sistema ECO están regulados por la CRE, que revisa las tarifas cada cinco años y vigila los precios cobrados a los consumidores finales. La estructura de tarifas actual del gas natural minimiza el riesgo de mercado al que está expuesta la Compañía, ya que las tarifas se ajustan regularmente con base en la inflación y la fluctuación en los tipos de cambio. Los ajustes en razón de la inflación toman en consideración los componentes del costo incurridos tanto en México como en los Estados Unidos, de manera que los costos incurridos en este último país puedan incluirse en las tarifas finales.

29.3 Saldos de contratos de ingresos con clientes

Los ingresos provenientes de la prestación de servicios a los clientes antes del vencimiento del pago, se registran como activos contractuales hasta que se satisfacen las restantes obligaciones de desempeño.

Cuando se reciben pagos antes de cumplir con las obligaciones de desempeño asociadas con los contratos con los clientes, dicho ingreso se difiere como pasivos contractuales y se amortización generalmente de forma lineal a las ganancias, durante la vigencia del contrato, a medida que se satisfacen las obligaciones de desempeño.

La siguiente tabla muestra la conciliación de los saldos de apertura y cierre de contratos de ingresos con clientes de los activos contractuales y pasivos contractuales de la Compañía por los tres meses terminados el 31 de diciembre 2018:

	Activos de contratos	Pasivos de contratos
Saldo al 1 de Enero de 2018	\$ —	\$ (834)
Ajustes por adopción de IFRS 15	—	—
Ingresos de la orden de compra satisfechos durante el período	—	—
Ingresos de la orden de compra satisfechos en períodos anteriores	—	—
Otros ajustes de ingresos diferidos	—	(6,803)
Cobros de efectivo	—	—
Pagos por adelantado	—	(4,346)
Reclasificaciones a cuentas por cobrar	—	—
Saldos al 31 de diciembre de 2018 *	<u>\$ —</u>	<u>\$ (11,983)</u>

*Los pasivos por contrato se encuentran dentro del rubro Otros pasivos a largo plazo en los Estados Consolidados de Posición Financiera.

i. Cuentas por cobrar de ingresos de contratos con clientes

La tabla a continuación muestra la composición de los saldos por cobrar asociados con los ingresos de contratos con clientes que se presentan en los Estados Consolidados de Posición Financiera.

	31/12/18
Cuentas por cobrar - comerciales, neto	101,038
Cuentas por cobrar - otras, netas	52,611
Total	<u>\$ 153,649</u>

29.4 Obligaciones de desempeño

Los ingresos de la Compañía por contratos con clientes están principalmente relacionados con la generación, transmisión y distribución de electricidad y transmisión, distribución y almacenamiento de gas natural a través de nuestros servicios públicos regulados. Así mismo, se proporciona otros servicios de midstream y otros relacionados con la energía renovable.

La Compañía considera las entregas y la transmisión de electricidad y gas natural, así como los servicios de almacenamiento de gas natural, como servicios continuos e integrados. Generalmente, los servicios de electricidad o gas natural son recibidos y consumidos por el cliente simultáneamente. Por lo que, la obligación de desempeño relacionada con estos servicios se satisface a lo largo del tiempo y representa una serie de servicios diferenciados que son sustancialmente los mismos y que tienen el mismo patrón de transferencia a los clientes. Los servicios y entrega de energía se satisfacen a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe los beneficios provistos por la Compañía a través del periodo en el que el contrato se mantiene vigente.

Las condiciones de pago en los contratos con clientes varían. Por lo general, se tiene un derecho incondicional a los pagos de los clientes, que vencen una vez que se cumple la obligación de desempeño para el cliente.

Como tal, no se cuenta con activos contractuales materiales y pasivos contractuales en los Estados Consolidados de Posición Financiera. El plazo entre la facturación y el vencimiento no es significativo, por lo general entre 10 y 90 días.

Por lo que, generalmente se reconoce los ingresos cuando el rendimiento del servicio básico prometido se proporciona a los clientes y se factura a los clientes en una cantidad que refleja la consideración a la que se tiene derecho a cambio de esos servicios.

29.5 Precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño pendientes

La Compañía eligió implementar la solución práctica para no revelar información sobre sus obligaciones de desempeño pendientes debido a que reconoce los ingresos de actividades ordinarias a partir de la satisfacción de la obligación de desempeño.

Obligaciones de desempeño pendientes	
2019	\$ 508
2020	508
2021	509
2022	512
2023	506
En adelante	2,732
Total de Ingresos por reconocer	<u>\$ 5,275</u>

No se revela información sobre obligaciones de desempeño restantes para (a) contratos con una duración esperada original de un año o menos, (b) ingresos reconocidos por el monto por el que se tiene derecho a facturar por servicios prestados, y (c) consideración variable asignada a obligaciones de desempeño completamente insatisfechas.

29.6 Juicios significativos

La Compañía utiliza el método de producto para reconocer los ingresos por contratos con clientes de actividades ordinarias relacionadas con obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo y así poder determinar el calendario de satisfacción de dichas obligaciones de desempeño; toda vez que el valor de la entrega de electricidad o gas natural al cliente se puede medir directamente en función de las unidades entregadas. En la mayoría de los casos, el derecho a la consideración del cliente se corresponde directamente con el valor transferido al cliente y se reconocen los ingresos en la cantidad que se tiene derecho a facturar.

El ingreso por servicios y por generación de energía eólica y eléctrica se reconoce en el momento en que dichos servicios son prestados o cuando son entregados y aceptados por el cliente, conforme a los programas establecidos en los contratos. Consecuentemente, la asignación de estos ingresos se realiza en función de los precios independientes de venta establecidos en los contratos y en base a lo incurrido. Por lo tanto, la asignación de la consideración y, en consecuencia, el calendario del reconocimiento de ingresos no se vio afectado por la adopción de la IFRS 15.

29.7 Activos reconocidos procedentes de los costos para obtener o cumplir un contrato con un cliente

La Compañía no reconoció activos procedentes de los costos para obtener o cumplir un contrato con clientes al 31 de diciembre 2018.

30. Ingresos por intereses

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Ingresos por intereses:			
Partes relacionadas no consolidadas	\$ 24,405	\$ 21,651	\$ 5,198
Inversiones bancarias	3,044	1,157	1,071
	<u>\$ 27,449</u>	<u>\$ 22,808</u>	<u>\$ 6,269</u>

El siguiente es un análisis de ingresos por interés por categoría de activos:

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo efectivo y bancos)	\$ 24,405	\$ 21,651	\$ 5,198
Inversiones mantenidas al vencimiento	3,044	1,157	1,071
	<u>\$ 27,449</u>	<u>\$ 22,808</u>	<u>\$ 6,269</u>

31. Gastos de operación, administración y otros gastos

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Compras de servicios	\$ 101,490	\$ 81,954	\$ 42,082
Gastos por beneficios a los empleados	88,231	78,033	55,625
Compras de materiales	20,750	22,305	11,775
Servicios externos y otros	4,048	20,690	12,788
	<u>\$ 214,519</u>	<u>\$ 202,982</u>	<u>\$ 122,270</u>

Dentro de los servicios externos y otros se incluyen cargos relacionados a arrendamientos de terrenos y edificios con términos entre 5 y hasta 10 años. Los contratos de arrendamientos operativos de más de 5 años contienen cláusulas de revisiones de rentas cada 5 años.

La Compañía no tiene una opción de comprar el terreno arrendado al final del periodo del arrendamiento.

32. Otras ganancias (pérdidas), netas

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Ganancias netas (pérdidas) en pasivos financieros clasificados como con fines de negociación (b)	3,415	(6,135)	(3,477)
Otras ganancias (pérdidas)	2,697	2,262	(402)
(Pérdidas) ganancias netas en moneda extranjera (a)	\$ (6,104)	\$ (37,027)	\$ 4,652
	<u>\$ 8</u>	<u>\$ (40,900)</u>	<u>\$ 773</u>

- a. En 2018, la pérdida cambiaría en moneda extranjera fue de \$2.9 millones y \$34.9 millones en 2017, derivado de un préstamo intercompañía denominado en pesos, otorgado a IMG para el desarrollo del proyecto gasoducto marino Sur de Texas - Tuxpan, por la parte proporcional del financiamiento de este proyecto. (ver Nota 10.3.)
- b. Este importe representa un cambio en el valor razonable de los swaps de tasa de interés y las liquidaciones correspondientes. (ver Nota 24.).

33. Costos financieros

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 12)	31/12/17 (Nota 12)	31/12/16 (Nota 12)
Intereses capitalizados (a)	\$ 10,746	\$ 10,181	\$ 14,876
Provisión de retiro de activos	(2,552)	(2,249)	(1,686)
Otros costos financieros	(8,615)	(5,037)	(3,865)
Intereses de préstamos de partes relacionadas no consolidables	(17,747)	(8,338)	(17,268)
Intereses a largo plazo	(104,711)	(68,058)	(13,149)
	<u>\$ (122,879)</u>	<u>\$ (73,501)</u>	<u>\$ (21,092)</u>

- a. Ver Nota 14., por los intereses capitalizados de activos calificables.

34. Depreciación y amortización

	Por los años terminados el		
	31/12/18 (Nota 14)	31/12/17 (Nota 14)	31/12/16 (Nota 14)
Depreciación de propiedad, planta y equipo	\$ 126,839	\$ 110,461	\$ 66,003
Amortización de otros activos	10,318	8,559	603
Total del gasto por depreciación y amortización	<u>\$ 137,157</u>	<u>\$ 119,020</u>	<u>\$ 66,606</u>

35. Utilidad por acción básica y diluida.

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Utilidad básica y diluida por acción	\$ 0.28	\$ 0.23	\$ 0.61

35.1. Utilidad por acción básica y diluida

Las utilidades y el promedio ponderado de acciones utilizado en el cálculo de las utilidades básicas y diluidas por acción son las siguientes:

	Por los años terminados el		
	31/12/18	31/12/17	31/12/16
Utilidad del año base para el cálculo de la utilidad básica y diluida por acción	\$ 430,586	\$ 354,174	\$ 754,990
Promedio ponderado de acciones para propósitos de las utilidades básicas y diluidas por acción	1,533,857,145	1,534,023,812	1,235,758,229

La Compañía no tiene partes sociales potencialmente diluidas.

36. Compromisos

36.1. Compromisos de venta

- a. **GRO.** Ha firmado acuerdos de servicios de transporte en firme ("FTSAs", por sus siglas en ingles) con ocho clientes. Bajo los FTSAs, la Compañía se ha comprometido a proporcionar servicio de transporte de hasta ciertas cantidades diarias de gas natural, que se define como cantidades máximas diarias ("CMD") medidos en dekatherms por día ("Dth/d"). Los FTSAs establecen una tarifa al servicio de transporte, que puede ser una tarifa convencional o una tarifa regulada. Estas tarifas son aplicadas a la capacidad reservada de transporte diaria de los clientes. Las tarifas convencionales suelen permanecer fijas durante la vigencia del contrato. Las tarifas reguladas se ajustarán anualmente a la inflación y otros factores, por las regulaciones y la autorización de la CRE. El rango de los períodos efectivos y el MDQ acordados para cada contrato descrito anteriormente son de 5 a 25 años y de 800 a 1,307,000 Dth/d, de capacidad reservada, respectivamente.
- b. **TGN.** Ha firmado FTSAs con dos clientes. Bajo los FTSAs, la Compañía se ha comprometido a proporcionar servicio de transporte de hasta ciertas cantidades diarias de gas natural. Los FTSAs establecen tarifa al servicio de transporte, que puede ser tarifa convencional o tarifa regulada.
- c. **ECA.** Tiene un contrato para vender el 50 por ciento de la capacidad de la Terminal de GNL a un tercero por 20 años, el cual dio inicio en mayo de 2008. En abril de 2009, dicho tercero cedió parte de su capacidad contratada para ser utilizada por otro cliente.

La Compañía construyó una instalación de nitrógeno para proporcionar servicios de inyección de nitrógeno a las partes con las que tiene acuerdos de capacidad de almacenamiento. Los términos del acuerdo se incluyeron en el FTSAs de la Terminal GNL con el mismo plazo de 20 años.

- d. **GAP.** Firmó un contrato de capacidad con la CFE a 25 años, correspondiente al segmento Sásabe-Guaymas entró en operación en diciembre 2014 con una capacidad contratada de 793,100 Dth/d.

La Compañía, firmó un contrato de capacidad con la CFE a 25 años, relacionado con los siguientes segmentos:

	Sasabe	Puerto Libertad	San Isidro	Guaymas	Ojianga
	Puerto Libertad	Guaymas	Samalayuca	El Oro	El Encino
Capacidad	793.1 Dth/d		1,169.02 Dth/d	525.3 Dth/d	1,396.7 Dth/d
Fecha de inicio de operaciones	1/10/2015	1/8/2015	31/3/2017	19/5/2017	30/6/2017
Zona	Sonora		Chihuahua	Sonora y Sinaloa	Chihuahua

La Compañía, firmó un contrato de capacidad con la CFE a 21 años correspondiente al segmento El Ramal Empalme, el cual comenzó operaciones en junio de 2017 y tiene una capacidad de 232.8 Dth/d. Este contrato se firmó el 5 de mayo de 2016.

La Compañía, celebró contratos para el Servicio de Transporte y Compresión de gas natural Interrumpible (por sus siglas en inglés "ITSA") con Shell Trading México, S. de R. L. de C. V. Bajo el ITSA la Compañía se compromete a prestar el servicio de transporte de gas natural interrumpible hasta por 1,000 Dth/d, definido como la CMD. El ITSA establece el precio por servicio de transporte, dicho precio tiene que ser aprobado por la CRE. Los contratos tienen una vigencia del 15 de mayo de 2017 al 15 de mayo de 2022.

La Compañía, celebró contratos de ITSA con Unión Energética del Noroeste, S. A. de C. V. Bajo los ITSA la Compañía se compromete a proporcionar los servicios de transporte de gas natural interrumpible hasta por 3,600 Dth/d, CMD. El cliente pagará la tarifa regulada conforme a la más reciente publicación realizada en el Diario Oficial de la Federación de acuerdo a las modificaciones aprobadas por la CRE. El contrato será válido a partir de la fecha en que el cliente notifique a GAP que se pueden realizar la pruebas de gas natural y hasta que sean concluidas dichas pruebas. El contrato entró en vigor el 4 de enero de 2017.

- e. **INova Pipelines.** Celebró contratos de ITSA con dos clientes. Bajo los ITSA, la Compañía se compromete a proporcionar los servicios de transporte y compresión de gas natural interrumpible hasta ciertas cantidades diarias, medidas en Gigacalorías por día ("Gcal/d"). Los ITSA establecen un precio de servicio de transporte y compresión publicado en el Diario Oficial de la Federación de acuerdo con la normatividad aplicable. El rango de periodos efectivos y la CMD para cada acuerdo descrito anteriormente son de uno a tres años y de 3,822 a 10,000 Gcal/d respectivamente. Los contratos entraron en vigor el 22 de marzo de 2017 y 19 abril de 2017, y tendrán vigencia al 22 de marzo de 2018 y 30 de abril de 2020, respectivamente.

El 15 de febrero de 2001, firmó un contrato con la CFE para el incremento de la capacidad máxima diaria de transporte de gas natural hacia Chihuahua, mediante la adición de un sistema de compresión de gas natural. La vigencia del contrato es de 20 años, (a partir de la fecha de operación comercial de dicha estación 12 de noviembre de 2001), con derecho de renovación por 5 años adicionales. La capacidad máxima diaria que cubre este contrato es de 60 MPCPD.

El 22 de octubre de 2014, celebró un convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TF-1, firmado en su calidad de transportista con CFE por una capacidad reservada en base firme de 100 MPCPD, contemplando una tarifa regulada, a fin de extender la vigencia al 31 de diciembre de 2014 y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 22 de octubre de 2014, celebró un convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-1 firmado en su calidad de transportista con CFE por una capacidad en base interrumpible de 72 MPCPD, contemplando una tarifa regulada, a fin de extender la vigencia al 31 de diciembre de 2015 y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 31 de octubre de 2014, celebró un contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-2 firmado en su calidad de transportista con CFE, por una capacidad en base interrumpible de 50 MPCPD, contemplando una tarifa regulada, con una vigencia al 31 de diciembre de 2014 y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 28 de septiembre de 2016, celebró el quinto convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TF-1 firmado en su calidad de transportista con PGPB el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad reservada en base firme de 40 MPCPD. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 con renovación automática por periodos de 1 año. Actualmente está vigente con Pemex TRI.

El 28 de septiembre de 2016, celebró el quinto convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-1 firmado en su calidad de transportista con PGPB el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad en base interrumpible de 80 MPCPD. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 con renovación automática por periodos de 1 año. Actualmente está vigente con Pemex TRI.

El 28 de septiembre de 2016, celebró el quinto convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-2 firmado en su calidad de transportista con PGPB el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad en base interrumpible de 80 MPCPD. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017 con renovación automática por periodos de 1 año. Actualmente está vigente con Pemex TRI.

El 16 de diciembre de 2014, celebró el segundo convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base interrumpible TI-1 firmado en su calidad de transportista con Energía Chihuahua el 21 de diciembre de 2012, el cual tiene una capacidad en base interrumpible de 80 MPCPD, a fin de extender la vigencia del mismo hasta el 31 de diciembre de 2015, y con renovación automática por periodos de 1 año.

El 17 de febrero de 2012, firmó un contrato de servicios de almacenamiento para suministro de GLP, con Pemex TRI. Este contrato es bajo el esquema de servicio de almacenamiento en base firme con una capacidad de almacenamiento reservada de 4,470 MPCPD equivalente a 30,000 bpd. El contrato tiene una vigencia de 15 años a partir de la fecha de operación comercial con una tarifa convencional, que representa la tarifa regulada por la CRE menos 1.2 por ciento. Este contrato fue cedido en la totalidad de los derechos y obligaciones, junto con todos sus anexos, a TdN, mediante la firma de un convenio modificatorio al contrato de fecha 18 de junio de 2012 entre IEnova Pipelines, TdN y Pemex TRI.

- f. **GAP.** En octubre 2012, recibió autorización de la CFE de dos contratos para la construcción y operación de una red de gasoductos de aproximadamente 835 km (500 millas), conectando los estados de Sonora y Sinaloa en el Norte de México (“Gasoducto Noroeste” también conocido como “Gasoducto Sonora”) con el gasoducto interestatal de Estados Unidos. El Gasoducto Noroeste comprenderá dos segmentos; el primero tendrá una longitud de aproximadamente 505 km, 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 770 MPCPD; y el segundo, tendrá una longitud de aproximadamente 330 km, 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 510 MPCPD. El precio estimado por MPCPD es \$250 aproximadamente. La Compañía estima que el costo total del Gasoducto del Noroeste será de \$1,000 millones, aproximadamente, y se completará en agosto de 2016. La capacidad del Gasoducto del Noroeste está totalmente contraído por la CFE en virtud de dos contratos en firme de 25 años denominados en dólares estadounidenses.

Para garantizar el cumplimiento durante la etapa de construcción hasta la fecha programada de operación comercial del Gasoducto Noroeste, GAP emitió 2 cartas de garantía bancaria irrevocable por \$90.0 millones y \$65.0 millones a favor de CFE, con vigencia anual, y prorrogable de manera

automática por periodos anuales hasta el 30 de noviembre 2039 y hasta el 31 de octubre de 2041, respectivamente.

- g. **Proyecto La Rumorosa Solar.** Celebró un contrato de compra y venta de electricidad con la CFE con una vigencia de 15 años. La energía contratada es de 114,115.9 MWh por año a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales el 15 de junio de 2019; el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

Celebró un contrato de compra y venta de Certificados de Energía Limpia ("CEL"), con la CFE con una vigencia de 20 años. Durante este período ESJH estará obligado a vender a la CFE 117,064 CEL por año, el contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales que se espera ocurra el 15 de junio de 2019, el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

- h. **Proyecto Tepezalá Solar.** Celebró un contrato de compra y venta de electricidad con la CFE, con una vigencia de 15 años, la energía contratada es de 278,357.76 MWh por año, el contrato surtirá efecto a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales que se espera ocurra el 15 de junio de 2019, el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

Celebró un contrato de compra venta de electricidad con la CFE con una vigencia de 15 años, la energía contratada es de 10 MW por año, el contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales que se espera ocurra el 15 de junio de 2019, el contrato se firmó el 20 de enero de 2017.

Celebró un contrato de compra y venta de CEL con la CFE por una vigencia de 20 años, durante este período, ESJR I está obligado a vender a la CFE 285,606 CEL por año, el contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales que se espera ocurra el 15 de junio de 2019, el contrato entró en vigor el 20 de enero de 2017.

- i. **Proyecto Pima Solar.** Celebró un contrato de energía eléctrica, y CEL con Deacero, dicho contrato entró en vigor a partir del 24 de marzo de 2017 con una vigencia de 20 años a partir de la fecha de inicio de operaciones que se espera ocurra en el primer trimestre de 2019.

Debe de entregar por cada año al menos el monto correspondiente a la garantía de energía que será un CEL por MWh, además de estar obligado a transferir el neto de energía de la planta el cual es de 110 MW.

- j. **Terminal Marina en Veracruz.** Celebró un contrato de servicios con Valero el 29 de julio de 2017. A partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales, la Compañía brindará al cliente servicios de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos. El inicio de operaciones comerciales significa que se tiene la capacidad de almacenamiento de 775,000 barriles. El contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operación comercial y tendrá una duración de 10 años.

- k. **Proyecto Terminal en Puebla.** Celebró un contrato de servicios con Valero el 29 de julio de 2017. A partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales, la Compañía brindará al cliente servicios de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos. El inicio de operaciones comerciales significa que se tiene la capacidad de almacenamiento de 480,000 barriles. Las partes tienen como expectativa que el inicio de operaciones comerciales ocurra 22 meses después de la fecha de firma de contrato. El contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operación comercial y tendrá una duración de 10 años.

- l. **Proyecto Terminal en la Ciudad de México.** Celebró un contrato de servicios con Valero el 29 de julio de 2017. A partir de la fecha de inicio de operaciones comerciales, la Compañía brindará al cliente servicios de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos. El inicio de operaciones comerciales significa que se tiene la capacidad de almacenamiento de 780,000 barriles. Las partes tienen como expectativa que el inicio de operaciones comerciales ocurra 22 meses después de la fecha de firma de contrato. El contrato surtirá efectos a partir de la fecha de inicio de operación comercial y tendrá una duración de 10 años.

- m. **IEnova Marketing.** El 1 de julio de 2018, firmó un contrato de abastecimiento de gas natural con CFE con entregas en la planta de almacenamiento de GNL, el contrato termina el 31 diciembre de 2022, equivalente a 14.5 años.

La Compañía, celebró un contrato de compra y venta de gas natural ("El contrato Base"). A través del cual, puede celebrar acuerdos de suministro con diversos clientes para suministrar gas natural. Los términos y condiciones del acuerdo de suministro varía para cada cliente. Al 31 de diciembre de 2017, IEnova Marketing cuenta con siete contratos de suministro con un vencimiento promedio inferior a 5 años.

El 1 de julio de 2015, celebró un contrato con SLNIH, de transferencia del 65 por ciento de pérdidas y ganancias bajo el esquema de indemnización con vigencia hasta el 30 de agosto de 2029.

El 1 de febrero de 2013, firmó un contrato con Scheduling Agreement y SG&PM; el contrato termina el 31 de diciembre de 2022. El contrato tiene como objetivo comprometer el servicio de SGEN al suministro de gas en los puntos de distribución de SG&PM.

El 1 de enero de 2013 y el 1 de septiembre de 2014, firmó dos contratos de compra de gas natural con SLNGI. Los contratos terminan el 20 de agosto de 2029 y el 31 de diciembre de 2022, respectivamente (equivalentes a 16.6 años y a 8.3 años, respectivamente). La capacidad adquirida es de 188,000 MMBtu/año y 400 MMBtu/d, respectivamente.

- n. **GdT.** Celebró un contrato de servicios de transporte con compresión de gas natural con PGPB. Este contrato fue firmado el 19 de diciembre de 2001 e involucra una capacidad de transporte 1,000 MPCPD de gas natural. El contrato contempla una tarifa convencional según lo establece la regulación de gas natural, la CRE. La duración de este contrato es de 20 años contados a partir del 12 de noviembre de 2003 (fecha de inicio de operación comercial). Este contrato fue transferido al CENACE partir del 1 de enero de 2016.

- o. **GdN.** Con fecha del 19 de julio de 2013, firmó un contrato de servicios de transporte de gas natural, con Pemex TRI por un plazo de 25 años a partir de la fecha de operación comercial del Sistema con una tarifa regulada. Este contrato es bajo el esquema de servicio de transporte en base firme con una capacidad reservada de transporte de 2,100 MPCPD. Este contrato fue transferido por Pemex Logística a partir del 1 de enero de 2016 al CENACE.

- p. **DEN.** Con fecha del 15 de diciembre de 2014, celebró un contrato con TAG Pipeline Norte, mediante el cual presta servicios de operación y mantenimiento por un periodo de 25 años a partir de la fecha de operación comercial del ducto.

El 1 de enero de 2016, DEN celebró un contrato con TAG, mediante el cual presta servicios comerciales por un periodo igual a la vigencia del Permiso de Transporte de Gas Natural G/335/TRA/2014, a nombre de TAG, iniciando a partir de la fecha de firma del contrato.

- q. **Ventika.** Durante 2014, firmó contratos de 10 y 20 años con sus socios consumidores para vender el 100 por ciento de la energía renovable producida por el proyecto de energía eólica. Tales acuerdos comenzaron en abril de 2016 una vez que Ventika inició operaciones comerciales.

- r. **TDF.** Con fecha del 15 de diciembre de 2005, firmó un contrato de servicios de transporte de GLP, con Pemex TRI, bajo el esquema de servicio de transporte en base firme con una capacidad reservada de transporte de 4,470 millones de metros cúbicos por día equivalente a 30,000 barriles por día ("bpd"). El contrato es por un plazo de 20 años a partir de la fecha de operación comercial.

- s. **GdS.** Con fecha del 13 de diciembre de 2012, firmó un contrato de servicios de transporte de etano, con Pemex TRI por un plazo de 21 años a partir de la fecha de operación comercial con una tarifa convencional. Este contrato es bajo el esquema de servicio de transporte en base firme con una capacidad reservada de transporte por: Segmento I Cangrejera - Complejo Etileno XXI 33,000 bpd, Segmento I Complejo Etileno XXI - Cangrejera 29,500 barriles por día, Segmento

II Nuevo Pemex – km 3 66,000 bpd, Segmento II Cactus - km3 38,000 bpd, Segmento II km 3 - Complejo Etileno XXI 95,500 bpd y Segmento III Cd. Pemex - Nuevo Pemex 105,600 bpd.

- t. **Central de generación eólica.** Con fecha del 16 de noviembre de 2017, la Compañía a través de energía Sierra Juárez 2 U. S., LLC, su subsidiaria de propiedad absoluta, ejecutó un acuerdo de compra de energía de 20 años con SDG&E, afiliado no consolidado de IEnova. El contrato se suministrará a través de una nueva planta de generación de energía eólica que se ubicará en el municipio de Tecate en Baja California, México. El proyecto tendrá una capacidad de 108 MW.
- u. **Contrato a largo plazo para compraventa de energía eléctrica.** El 28 de febrero de 2018, la Compañía firmó un contrato con varias subsidiarias de Liverpool por un plazo de 15 años, el cual incluye la compraventa de energía eléctrica que será generada en una nueva planta de energía solar que se localizará en el municipio de Benjamín Hill en el Estado de Sonora, México, con una capacidad de 125 MW. Se estima que la fecha de operación comercial será durante el segundo semestre de 2019.
- v. **Terminal marina en Baja California, México.** En abril 2018, la Compañía firmó un contrato de largo plazo con la Chevron, por aproximadamente el 50 por ciento de la capacidad de almacenamiento de la terminal.

Con fecha 14 de marzo de 2018, la Compañía firmó un segundo contrato a largo plazo para el almacenamiento y entrega de hidrocarburos con BP, por el 50 por ciento restante de la capacidad de almacenamiento de la terminal.

- w. **Terminal marina en Topolobampo, Sinaloa, México.** En septiembre y octubre 2018, la Compañía anunció la firma de dos contratos de largo plazo, denominados en dólares, con subsidiarias de Chevron y Marathon, para el almacenamiento y entrega de productos refinados, principalmente gasolina y diesel, en la terminal de recibo, almacenamiento y entrega en Topolobampo, Sinaloa, México. Los contratos permitirán a ambos utilizar aproximadamente el 50 por ciento de la capacidad inicial de un millón de barriles de almacenamiento de la terminal.
- x. **Terminal marina en Manzanillo, Colima, México.** El 26 de septiembre de 2018, la Compañía firmó un contrato de largo plazo con Trafigura por 740 mil barriles, equivalentes al 50 por ciento de la capacidad de almacenamiento de la terminal.
- y. **Proyecto de licuefacción de gas natural.** Con fecha del 7 de noviembre de 2018, la Compañía anunció, junto con Sempra LNG & Midstream, la firma de tres acuerdos con empresas afiliadas de Total S.A. y Mitsui & Co., Ltd. y Tokyo Gas Co., Ltd. para la capacidad total de la primera fase del proyecto de gas natural licuado de ECA ubicado en Ensenada, Baja California, México.

La primera fase del proyecto consiste en un tren de licuefacción ubicado adyacente a la terminal de recibo de GNL, existente y que se espera producirá aproximadamente 2.4 millones de toneladas al año. Con posibles primeras ventas de GNL en 2023.

- z. **Contrato de compraventa de energía.** El 17 de diciembre de 2018, la Compañía, a través de una de sus subsidiarias firmó un contrato de suministro eléctrico por 15 años con Autlán, para suministrarle energía, generada en una central solar fotovoltaica.

Se estima que la fecha de operación comercial será durante el cuarto trimestre de 2019.

36.2. Compromisos de compra

- a. **Proyecto La Rumorosa Solar.** En 2017, celebró diversos contratos de arrendamiento de tierras para el desarrollo y construcción de dos sistemas de energía solar fotovoltaica en Baja California y Sonora, México, respectivamente. Los acuerdos tienen una vigencia de 20 años. Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$0.1 millones y \$0.1 millones, respectivamente.

Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 111
2020	111
2021	111
En adelante	1,662
	<u>\$ 1,995</u>

Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$5.8 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 7,072</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de compra de varias parcelas para la construcción del proyecto. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 185
2020	150
2021	160
En adelante	3,087
	<u>\$ 3,582</u>

- b. **Proyecto PIMA Solar.** Durante 2017, ESJH y ESJRI celebraron diversos contratos de arrendamiento para el desarrollo y construcción de dos sistemas de energía solar fotovoltaico uno en Baja California y otro en Sonora, México, respectivamente. El contrato tiene una vigencia de 20 años. Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$0.2 millones y \$0.2 millones, respectivamente. Los pagos futuros se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 201
2020	201
2021	201
En adelante	3,013
	<u>\$ 3,616</u>

En el último trimestre de 2017, ESJH, ESJRI y ESJRII celebraron varios contratos de servicios de ingeniería y construcción, entre otros con terceros para el proyecto PIMA Solar.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$116.5 millones y 3.1 millones. Los pagos futuros de dichos servicios se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 8,097</u>

Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$9.0 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 1,000</u>

- c. La Compañía arrienda el espacio del edificio de sus oficinas administrativas en las ciudades de Hermosillo, Monterrey, Guadalajara, Mexicali, Chihuahua, Durango, y la Ciudad de México. Durante 2018, 2017 y 2016, el gasto por renta ascendió a \$4.1 millones, \$3.7 millones y \$4.2 millones, respectivamente.

Los arrendamientos vencen de 2016 hasta 2021 y establecen los siguientes pagos contractuales futuros de arrendamiento:

Año	Monto	
2019	\$	3,968
2020		2,078
2021		1,404
En adelante		2,507
	\$	<u>9,957</u>

- d. **TDM.** Durante 2003, firmó un contrato de servicios a largo plazo (“LTSA”) con un tercero, que cubre el mantenimiento periódico determinado, incluidas las piezas de repuesto, para las turbinas de generación de energía. La duración del contrato se basa en el uso de la turbina, que no puede exceder de 24 años.

Las cuotas por mantenimiento bajo este acuerdo consisten en una porción fija de \$24.0 por mes, más un porcentaje variable de incremento y una cuota variable con base a las horas-trabajadas y arranques de la turbina.

Las cuotas fijas mensuales se cargan a resultados cuando se incurren. Las cuotas variables se clasifican como pagos anticipados en los Estados de Posición Financiera Consolidados y se capitalizan como propiedad, planta y equipo si se refieren a la sustitución de componentes principales, o si no como gasto cuando dichos pagos ocurren. Mientras que algunos servicios se proporcionan en forma proporcional durante todo el año, los costos más importantes son realizados en interrupciones previstas a las plantas. Las cuotas variables están sujetas a las fluctuaciones basadas en el calendario y el alcance de los servicios que se proporcionan.

Durante 2018, 2017 y 2016, las cuotas fijas por gastos de mantenimiento de acuerdo a los LTSA fueron \$0.2 millones, \$0.4 millones y \$0.5 millones, respectivamente y; las cuotas variables bajo el LTSA fueron por \$2.4 millones, \$4.3 millones y \$6.1 millones, respectivamente.

Este contrato terminó el 1 de junio de 2018.

SGEN y TDM. El 1 de enero de 2013 (con fecha de vigencia efectiva el 1 de enero de 2012) firmaron un contrato de programación y administración de energía, con vigencia de 5 años (y con posibilidad de prorrogar el plazo por un año más), por el que TDM continua suministrando la energía eléctrica generada directamente a CAISO y SGEN proporciona servicios de comercialización, programación y despacho a TDM, entre otros. El 1 de diciembre de 2016 se asignó el contrato a Sempra Gas & Power Management LLC.

Durante 2018, 2017 y 2016, los pagos derivados de dicho contrato fueron de \$6.8 millones, \$5.1 millones y \$5.5 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como se muestra a continuación:

Año	Monto	
2019	\$	<u>3,500</u>

- e. **ECA.** Celebró un contrato de servicio con Turbinas Solar, S. A. de C. V. (“Turbinas Solar”) que cubre el mantenimiento extendido de cinco turbinas de gas. En abril de 2014, Turbinas Solar cedió el acuerdo a Servicios de Turbinas Solar, S. A. de C. V. en donde los términos de este establecen dos tipos de servicios primarios: un honorario fijo mensual que cubre la asistencia operacional y para la aplicación de la garantía de las turbinas de gas por un monto de \$124.4 millones y un honorario variable basado en el uso de las turbinas, dicho costo se pagará hasta que se presta el servicio de mantenimiento mayor de las turbinas, el cual será capitalizado y depreciado con base a la vida útil de cinco años. El término del acuerdo es de 60 meses a partir de la fecha de uso de las turbinas. Durante 2013, se renegoció el contrato con una vigencia hasta 2018.

Durante 2018, 2017 y 2016, los pagos derivados del acuerdo fueron de \$1.4 millones, \$3.6 millones y \$3.6 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como se muestra a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>208</u>

La Compañía, tiene celebrados diversos contratos de servicios técnicos y de mantenimiento con terceros. Durante 2018, 2017 y 2016, los pagos derivados de dichos contratos fueron por \$4.9 millones, \$8.2 millones, y \$11.6 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 3,111
2020	1,250
2021	1,200
En adelante	<u>16,800</u>
	<u>\$ 22,361</u>

- f. Con fecha 1o. de enero 2013, la Compañía celebró un contrato de Servicios de Tecnología de la Información con Sempra Infrastructure, LLC (“Sempra Infrastructure”) (antes U. S. Gas & Power) (parte relacionada en Estados Unidos). Conforme a este contrato, Sempra Infrastructure prestará a la Compañía de ciertos servicios de tecnología de la información, incluyendo software, soporte y servicios de seguridad. La Compañía prevé pagar a conforme a este contrato, una tarifa anual de aproximadamente \$6.8 millones. Este contrato tiene una vigencia inicial de cinco años con opción de ampliarse cinco años más.
- g. Con fecha 28 de febrero de 2013, la Compañía celebró un contrato de Servicios Técnicos, Consultoría y de Administración con Sempra International (parte relacionada en Estados Unidos), conforme al cual Sempra International provee a la Compañía (directamente o a través de afiliadas) ciertos servicios de soporte. La Compañía pagó \$6.5 millones, \$8.3 millones, \$5.8 millones, por 2018, 2017 y 2016, respectivamente.
- h. **ECO.** Firmó un contrato de compra de gas con British Petroleum del 1 de febrero de 2015 al 31 de enero de 2017 por 14,000 Mmbtu diarios. En 2016, el contrato cambio de Gas Petroleum a IEnova Marketing (parte relacionada consolidable).
- i. **GdT.** El 5 de diciembre de 2012, celebró un convenio de compresión con Pemex TRI, para la prestación de servicios de compresión en base interrumpible por PGPB a GdT, la inversión es por un monto de \$4.6 millones que será utilizado para la rehabilitación de la estación de compresión 19 y PGPB reintegrará el 75 por ciento de dicho costo y sólo pagará el 25 por ciento a Pemex TRI. El 1 de enero de 2016 este convenio de compresión se transfirió al CENEGAS.
- j. **TDF.** El 15 de diciembre de 2005, celebró un contrato con Pemex TRI, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas licuado. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial. Actualmente está vigente con Pemex Logística.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$5.2 millones y \$5.2 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 5,155
2020	5,155
2021	5,155
En adelante	20,620
	<u>\$ 36,085</u>

- k. **TdN.** El 21 de febrero de 2012, celebró un contrato con PGPB, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el servicio de almacenamiento de gas licuado. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial. Actualmente está vigente con Pemex Logística.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$3.0 millones y \$3.1 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 3,047
2020	3,047
2021	3,047
En adelante	30,974
	<u>\$ 40,115</u>

- l. **GdS.** El 16 de abril del 2014, celebró un contrato con Pemex TRI, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de etano. Este contrato tiene una vigencia de 20.5 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial del primer segmento. Actualmente está vigente con Pemex Logística.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$6.2 millones y \$6.2 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 6,201
2020	6,201
2021	6,201
En adelante	79,057
	<u>\$ 97,660</u>

- m. **Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R. L. de C. V. ("GSCA").** En marzo de 2017, celebró un contrato de mantenimiento de turbinas de GdT con GE Oil & Gas Products and Services, S. de R. L. de C. V. ("GE"). El contrato se dará por terminado cuando ocurran alguno de los siguientes supuestos:

- Al alcanzar las unidades pactadas antes de la fecha de vencimiento, o
- Se cumplan los 8 años de vigencia.

El costo estimado es de 18.2 millones. Los pagos realizados durante 2018 y 2017 fueron de \$2.5 millones y \$0.6 millones, respectivamente. Los pagos futuros se muestran a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 3,061
2020	5,038
2021	3,080
En adelante	2,312
	<u>\$ 13,491</u>

Durante 2017, GSCA y GdT celebraron varios contratos de O&M. Los pagos realizados durante 2018 y 2017 fueron de \$1.3 millones y \$1.4, millones respectivamente.

Los pagos futuros se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>1,041</u>

- n. **Terminal Marina en Veracruz.** Celebró un contrato con la API de Veracruz como concesionaria, por el derecho de construcción, uso y beneficio provenientes de la operación de la terminal de Veracruz. Durante 2018 los pagos fueron por \$26.0 millones.

Derivado del contrato de concesión firmado en 2017, la Compañía se encuentra sujeta a una tarifa mensual. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación

Año	Monto
2019	\$ 2,457
2020	3,893
2021	4,069
En adelante	100,524
	\$ <u>110,943</u>

Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$36.4 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>45,944</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de contratos para mejoramiento de terreno, por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$3.3 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>2,966</u>

- o. **Ventika.** Adquirió los derechos de contratos de arrendamiento de tierras por 20 años con el fin de utilizar la tierra para generar y transmitir electricidad usando turbinas eólicas. El acuerdo puede prorrogarse por otros 20 años.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$0.5 millones y \$0.5 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 544
2020	581
2021	620
En adelante	10,298
	\$ <u>12,043</u>

El 3 de junio de 2013, firmó contratos de operación y mantenimiento con Acciona Energía Servicios México, S. de R. L. de C. V., los cuales tiene una vigencia de 5 años a partir de la puesta en marcha de las últimas turbinas eólicas, dicho contrato cubre la operación y mantenimiento del parque eólico. El acuerdo puede extenderse por otros 20 años.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$6.5 millones y \$7.6 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2019	\$ 7,433
2020	6,773
2021	2,839
	<u>\$ 17,045</u>

El 8 de abril de 2014, la Compañía firmó contratos de servicios de administración de activos por 5 años con Cemex, S. A. B. de C. V. Los pagos bajo el acuerdo consisten en un honorario fijo anual más una comisión de administración variable.

Durante 2018 y 2017, los pagos derivados de este contrato fueron de \$5.0 millones y \$5.0 millones, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Año	Monto
2017	\$ 5,308
2018	5,379
2019	3,484
	<u>\$ 14,171</u>

- p. ***IEnova Marketing.*** Con fecha 1 de mayo de 2008, firmó un contrato con MGI Supply, LTD ("MGI") de compra de capacidad de transporte de gas natural en el Sistema North Baja. Se adquirió la capacidad de 210 Dth/d. El contrato tiene una vigencia de 14 años (termina el 31 de agosto de 2022).

El 24 de noviembre de 2016, firmó un contrato de compra de gas natural con SG&PM para garantizar los contratos de suministro con sus clientes. La capacidad adquirida es variable y el promedio de vencimientos de los contratos es de menos de 5 años.

- q. ***Proyecto Terminal en Puebla.*** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$6.1 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 10,988</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de compra de varias parcelas para la construcción del proyecto. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 5,833</u>

- r. ***Proyecto Terminal en la Ciudad de México.*** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$6.2 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	<u>\$ 22,212</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de compra de varias parcelas para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$0.7 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>3,826</u>

- s. **Proyecto Solar Tepezala II.** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron \$13.7 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>76,970</u>

Durante 2018, la Compañía celebró contratos de cesión de derechos de los permisos y derechos de vía relacionados con el proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$3.3 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>2,388</u>

Durante 2018, la Compañía inició negociaciones de compra de varias parcelas para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$0.2 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 305
2020	285
2021	285
Posteriores	4,272
	\$ <u>5,147</u>

- t. **Estación de Compresión.** Durante 2018, la Compañía celebró varios contratos para la construcción del proyecto. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$3.9 millones. Los pagos futuros de dichos contratos se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>26,562</u>

- u. **Terminal Martina en Topolobampo, Sinaloa.** Durante 2018, la Compañía celebró un contrato de concesión con la Administración Portuaria de Topolobampo. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, los pagos realizados de estos contratos fueron de \$18.4 millones. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ <u>17,894</u>

Derivado del contrato de concesión mencionado anteriormente, la Compañía se encuentra sujeta a una tarifa mensual. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 2,167
2020	2,273
2021	2,384
Posteriores	63,874
	<u>\$ 70,698</u>

- v. **Licencias de software.** Durante 2018, la Compañía realizó la compra de licencias de software. Los pagos futuros de dicho contrato se mencionan a continuación:

Año	Monto
2019	\$ 4,880
2020	880
2021	880
Posteriores	1760
	<u>\$ 8,400</u>

37. Contingencias

37.1. Asuntos relacionados con autoridades fiscales

Por las operaciones con partes relacionadas podrían surgir diferencias de impuestos si la autoridad fiscal en México (Servicio de Administración Tributaria, “SAT”), al revisar dichas operaciones, considera que los precios y montos utilizados por la Compañía no son equiparables a los que se utilizan con o entre partes independientes en operaciones comparables.

37.2. Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales

Derivado de las operaciones y propiedades de la Compañía puede verse afectada por litigios y procedimientos administrativos. Estos son relativos a acciones por reclamaciones presentadas por los proveedores y clientes, autoridades gubernamentales federales, estatales o locales, incluidas las autoridades fiscales, los residentes vecinos y activistas ambientales y sociales, así como litigios laborales. A excepción de lo descrito a continuación, no hay procedimientos gubernamentales, judiciales o de arbitraje en contra de la Compañía que puedan tener un efecto material adverso en nuestro negocio, posición financiera y resultados de operaciones:

Asuntos sobre ECA

- a. **Recursos de revisión en contra del MIA de la Terminal de GNL, interpuestos por Castro, Valdez y Palafox.** En mayo de 2003, Hiram Castro Cruz y Roberto Valdez Castañeda (“Castro y Valdez”), conjuntamente, y Mónica Fabiola Palafox (“Palafox”), actuando individualmente, interpusieron recursos de revisión ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (“SEMARNAT”) para impugnar la emisión del MIA a la Terminal de ECA otorgada en abril de 2003, con base en alegatos similares a los de Inmuebles Vista Glof (“IVG”). La SEMARNAT desechó los recursos y los actores interpusieron ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa (“TFJFA”), en la Ciudad de México, recursos de nulidad en contra de los acuerdos respectivos. En enero de 2006 y mayo de 2010, el TJFA dictó las sentencias declarando nulos los acuerdos por los que la SEMARNAT desechó los recursos de revisión, ordenando a la SEMARNAT emitir nuevos acuerdos en los términos establecidos en dichas sentencias. En el caso de Castro y Valdez, la SEMARNAT admitió el recurso, y en enero de 2012 dictó resolución ratificando la validez del MIA. En marzo de 2012, Valdez interpuso ante el TFJFA un recurso de nulidad de la resolución emitida por la SEMARNAT y ECA interpuso ante el Tribunal Colegiado de Circuito para el Distrito Federal, un recurso en contra de la sentencia por la que el TFJFA ordenó la admisión del recurso interpuesto por Valdez. En el caso Palafox, la SEMARNAT aún no ha emitido su resolución

sobre el MIA. La Administración de la Compañía considera que las pretensiones de Castro, Valdez y Palafox son infundadas.

Finalmente, en el caso de Roberto Valdés presentó un procedimiento de anulación que se resolvió denegando la anulación mediante una sentencia publicada en enero de 2017.

- b. *Demanda agraria con Saloman Arya Furst y Abraham Hanono Raffoul*. En febrero de 2006, interpusieron ante el tribunal unitario agrario de distrito en Ensenada una demanda en contra de la Secretaría de la Reforma Agraria, ECA y otros 20 demandados. Dicha demanda tiene por objeto obtener una declaratoria de nulidad de los derechos de propiedad otorgados por el Registro Agrario Nacional respecto de algunas parcelas del terreno donde se ubica la Terminal de ECA, así como la restitución de otra parcela que presuntamente se encuentra ubicada en el mismo lugar, con base en el argumento de que los títulos de propiedad expedidos a favor de los propietarios precursores de ECA se expidieron indebidamente y sin tomar en consideración los derechos de propiedad existentes de dichos inmuebles. En septiembre de 2011 se celebró una audiencia definitiva al respecto, en la cual los actores ofrecieron ciertas pruebas para ampliar su demanda. El juez no admitió las pruebas, y antes de que se dictara sentencia, los actores interpusieron una demanda de amparo en contra de la negativa del juez a la admisión de pruebas. La acción del juez está suspendida por el amparo, y el juicio de amparo no puede proceder sino hasta que el tribunal haya corrido traslado de la demanda civil al resto de los demandados, lo cual no ha ocurrido. La Compañía considera que la demanda es infundada.

Después de diversas audiencias diferidas, con fecha 9 de junio de 2015 fueron debidamente notificadas las partes de este procedimiento. Con esa misma fecha, se llevó a cabo la celebración de la audiencia durante la cual quedó trabada la litis y ofrecidas las pruebas de todas las partes. Dado el cumulo de material probatorio, el Tribunal se reservó el derecho de estudio y valoración de las mismas para posteriormente indicar nueva fecha de audiencia. La misma se llevó a cabo en Septiembre de 2015 donde no existió resolución posteriormente se programó el desahogo de una prueba pericial en campo, para el 3 de noviembre de 2016. Dicha prueba se desahogó y a la fecha fue sometida al Tribunal Agrario.

El 3 de noviembre de 2017, se llevó a cabo una diligencia de inspección y estudio de campo con ayuda de varios expertos ofrecidos por los litigantes. Los expertos hicieron entrega de sus opiniones sobre dicha inspección. El Tribunal Agrario ha ordenado la emisión de una opinión experta de un tercero en disputa dicho experto ha sido designado y se encuentra elaborando el dictamen correspondiente.

- c. *Investigación penal*. En mayo de 2009 Sánchez Ritchie interpuso ante la Procuraduría de Justicia de Ensenada, una denuncia penal alegando que “filiales de Sempra”, varios empleados de la Terminal de ECA y varios ex-empleados de dicha Procuraduría cometieron el delito de fraude procesal en relación con una denuncia penal interpuesta por ECA, quien es propietaria de Terminal de ECA en contra de Sánchez Ritchie en 2006 como parte del conflicto relacionado con la posesión de un inmueble aledaño a la Terminal de ECA, que es propiedad de la Compañía. En septiembre de 2006, ECA acusó a Sánchez Ritchie del delito de despojo por haber entrado a la fuerza al inmueble de ECA. Como parte de dicho procedimiento, el ministerio público dictó una orden provisional para remover a Sánchez Ritchie del inmueble. En la denuncia presentada en 2009, Sánchez Ritchie alegó que ECA y el resto de los acusados proporcionaron información falsa con el objeto de obtener dicha orden. El agente del ministerio público responsable del caso determinó que no había pruebas suficientes para enjuiciar a los acusados y cerró la investigación; y en marzo de 2011 el juzgado penal de Tijuana ratificó el desistimiento de la acción. En septiembre de 2011 Sánchez Ritchie interpuso demanda de amparo en contra del acuerdo respectivo ante el tribunal colegiado de distrito de Ensenada. La audiencia para analizar el fondo de la demanda de amparo se celebró en marzo de 2012, y en julio de 2012 el juez concedió el amparo respecto de la omisión en el estudio, por parte del juez penal, de cierta evidencia y argumentos presentados por Sánchez Ritchie. El juez de distrito ordenó al juez penal que dictara una nueva resolución atendiendo dichos asuntos. La Terminal de ECA apeló la resolución en el tribunal federal de circuito, mismo que al 31 de diciembre de 2015 no había dictado resolución al respecto. El 19 de octubre de 2016, el

Juez de Distrito sobreseyó el juicio de amparo promovido por Sanchez Ritchie. Esta resolución causo estado y fue archivado dicho juicio como asunto concluido.

- d. El 8 de septiembre de 2016, en la Primera Corte del Circuito Colegiado XV, de manera unánime y definitiva de la resolución a la demanda previa por la Corte del Tercer Distrito y Procedimientos Federales de Baja California, en conjunto con la apelación constitucional de Sanchez Richie, en la cual desafió la efectividad de todos los permisos y autorizaciones relacionadas a la construcción y operación del almacenaje y regasificación de la Terminal de GNL propiedad de la subsidiaria ECA, localizada en Ensenada, Baja California, Mexico. El 19 de octubre de 2016, Sanchez Richie apeló la resolución ratificando a las autoridades correspondientes, concluyendo el caso.
- e. *Demanda de Amparo en contra de los permisos emitidos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente ("ASEA") y por la Secretaria de Energía de México ("SENER") relacionados con la Evaluación de Impacto Ambiental y la Evaluación de Impacto Social, respectivamente, de uno de nuestros proyectos de licuefacción en ECA.* En agosto de 2018, el Complejo Turístico Bajamar, a través de Banco Santander México, S. A. Institución de Banca Múltiple Grupo Financiero Santander México, Institución Fiduciaria en el Fideicomiso Número 53153-0, presentó una demanda de amparo ante un Juez de Distrito con residencia en Ensenada, Baja California, en contra de la MIA y la EVIS de uno de nuestros proyectos de licuefacción en ECA, mismos que fueron emitidos a finales del 2017 por la ASEA y por la SENER, respectivamente. El Juez de Distrito admitió la demanda y otorgó la suspensión provisional a efecto de que se mantengan las cosas en el estado en que se encuentran, y sin suspender el procedimiento, no se emita resolución final sobre la autorización de las obras y/o construcciones y/o operación del proyecto del cual derivan los actos reclamados, siempre y cuando no haya ocurrido.

La audiencia incidental que estaba programada para el 23 de octubre de 2018, se difirió para el 28 de enero de 2019. ECA presentó recurso de queja en contra del auto que concede la suspensión provisional.

38. Adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera nuevas y revisadas

a. *Modificaciones a las IFRS o IAS que son obligatorias para el año en curso.*

La Compañía aplicó una serie de IFRSs nuevas y modificadas, emitidas por el IASB las cuales son obligatorias y entraron en vigor a partir del 1 de enero de 2018.

IFRS 9 Instrumentos Financieros

En julio de 2014, el IASB finalizó la reforma de la contabilidad de instrumentos financieros y emitió la IFRS 9 (modificada en 2014), la cual contiene los requisitos para: a) la clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros, b) la metodología para determinar el deterioro, y c) la contabilidad general de las coberturas. La IFRS 9 reemplazará a la IAS 39, *Estados Financieros: Reconocimiento y Medición* a la fecha efectiva.

Estos requisitos deberán ser aplicados de forma retrospectiva y en la medida en que lo permitan las disposiciones transitorias de la IFRS 9, las entidades tienen derecho a no reformular las cifras comparativas. Cualquier ajuste al valor en libro de los activos y pasivos financieros a la fecha de transición se reconoce en las utilidades acumuladas iniciales del período en curso.

Clasificación y medición:

Los criterios de clasificación dependen de una combinación de dos factores importantes: a) la definición del modelo de negocios, la cual se refiere a la forma en que una entidad administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo y b) las características del flujo de efectivo que deberían ser representadas únicamente por pagos del principal e intereses. Una vez cumplidos estos factores, el activo puede ser medido como se muestra a continuación:

- i. Costo amortizado: instrumentos financieros bajo un modelo de negocios cuyo objetivo es cobrar flujos de efectivo del principal e intereses y en el cual no existen ventas no justificadas de consideración y el valor razonable no es un factor clave para administrar dichos activos y las características de los flujos de efectivo representan sustancialmente un “contrato básico de préstamo” (Únicamente Pagos de Principal e Intereses (“SPPI”) por sus siglas en inglés). Las ventas no justificadas son distintas a las ventas relacionadas a un incremento en el riesgo de crédito del activo o a necesidades no previstas de financiamiento.
- ii. Valor razonable con cambios en otros resultados integrales (“FVOCI” por sus siglas en inglés) instrumentos financieros bajo un modelo de negocios cuyo objetivo es cobrar flujos de efectivo del principal e intereses y la venta de dichos activos, en donde el valor razonable es un factor clave para la administración de los mismos.
Asimismo, las características del flujo de efectivo contractual sustancialmente representan un “contrato básico de financiamiento”.
- iii. Valor razonable con cambios en resultados (“FVTPL” por sus siglas en inglés): instrumentos financieros incluidos en un modelo de negocios cuyo objetivo no se alcanza a través de los modelos mencionados arriba, en donde el valor razonable es un factor clave para administrar esos activos, e instrumentos financieros cuyas características de flujos de efectivo contractuales no representan sustancialmente un “contrato básico de financiamiento”.

Deterioro:

Con la introducción del nuevo modelo de deterioro en la IFRS 9, la IASB atendió la inquietud clave respecto de que el modelo de pérdida incurrida de la IAS 39 *Instrumentos Financieros*, contribuía al reconocimiento tardío de pérdidas crediticias derivadas de la crisis financiera. Los nuevos requisitos de deterioro se basan en un modelo de pérdidas crediticias esperadas prospectivas (“ECL” por sus siglas en inglés).

El modelo es válido para instrumentos de deuda medidos a costo amortizado o a FVOCI, así como a cuentas por cobrar por arrendamiento, cuentas por cobrar de clientes, activos contractuales (como lo define la IFRS 15), y compromisos de préstamo y contratos de garantía financiera que no se expresan a FVPL.

Al aplicar la IFRS 9, requisitos de deterioro, una entidad debe aplicar uno de los siguientes enfoques:

- i. El enfoque general, que se aplica a la mayoría de los préstamos e instrumentos de deuda.
- ii. El enfoque simplificado, que se aplica a la mayoría de las cuentas por cobrar de clientes.

IFRS 9 Análisis de implantación

La fecha de adopción de la IFRS 9 por la Compañía es el 1 de enero de 2018, fecha de aplicación inicial, y de conformidad con las disposiciones de transición bajo la IFRS 9, la Compañía no actualizará las cifras de los ejercicios anteriores para fines comparativos y cualquier diferencia que surja derivado de la adopción de la IFRS 9 entre los valores en libros anteriores y el valor en libros al principio del período anual de reporte serán asignadas dentro de las utilidades acumuladas iniciales. Sin embargo no se han identificado diferencias.

Como resultado de la estrategia de implementación para la adopción de la IFRS 9 y consiguiente al cumplimiento de los requisitos de clasificación y medición, la Compañía concluyó que todos sus activos financieros seguirán siendo reconocidos bajo la categoría actual, como se muestra a continuación:

Activos	IAS 39	IFRS 9	Modificación
	Base de medición	Base de medición	
Efectivo y equivalentes de efectivo / efectivo restringido	Costo amortizado	Costo amortizado	No
Inversiones a corto plazo	FVTPL	FVTPL	No
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar, neto	Costo amortizado	Costo amortizado	No
Cuentas por cobrar a partes relacionadas no consolidadas	Costo amortizado	Costo amortizado	No
Derivados financieros	FVTPL	FVTPL	No

Aunque las cuentas comerciales y cuentas por cobrar bajo un esquema de arrendamiento financiero cumplen con la definición de Activo Financiero, no se incluyen en el alcance de la IFRS 9. Sin embargo, las cuentas por cobrar por arrendamiento reconocidas por un arrendador y las cuentas por pagar por arrendamiento financiero reconocidas por un arrendatario están sujetas a los requisitos de deterioro de la IFRS 9, y en el caso de cuentas por cobrar por arrendamiento, los requisitos de la IFRS 9 también son aplicables.

En general, los instrumentos de capital o deuda clasificados como activos financieros disponibles para la venta seguirán siendo medidos a FVOCI.

Con respecto a la clasificación y medición de pasivos financieros, los criterios de la IAS 39 han sido transferidos a la IFRS 9, incluyendo la opción de valor razonable. El cambio radica en que la IFRS 9 atiende el problema asociado al riesgo crediticio propio para pasivos financieros y exige el reconocimiento bajo otro resultado integral. No hay pasivos financieros dentro de los Estados Financieros de la Compañía que estén sujetos a ese requisito.

Con base en la estrategia de implantación para la adopción de Deterioro de la IFRS 9, la Compañía concluyó que los activos financieros más afectados por las pérdidas por deterioro bajo el modelo de pérdidas esperadas serán las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto.

Considerando los vencimientos, la Compañía considera que el enfoque simplificado se adapta mejor para la operación y no se determinó ningún impacto significativo en los Estados Financieros.

Sin embargo, los cambios cualitativos del crédito y probabilidad de incumplimiento de las cuentas por cobrar y activos con componentes de financiamiento significativo serán monitoreados para ajustar la probabilidad de incumplimiento, severidad y pérdidas esperadas si es necesario.

Contabilidad de Cobertura:

La IFRS 9 proporciona una opción de política contable que establece que las entidades pueden continuar aplicando los requisitos de contabilidad de coberturas de la IAS 39, en espera de que finalice el proyecto de macro coberturas de riesgo, o pueden aplicar la IFRS 9.

Esta elección de política contable se aplicará a toda la contabilidad de coberturas y no se puede realizar sobre una base de cobertura por cobertura. En este sentido, la Compañía optó por seguir utilizando la metodología de la IAS 39.

Esta opción de política contable se aplica únicamente a la aplicación de la contabilidad de coberturas y no tiene impacto en la implementación de los principios de la IFRS 9, sobre la "Clasificación y Medición" y "Deterioro".

IFRS 15 Ingresos de Contratos con Clientes

A partir del 1 de enero de 2018, la Compañía adoptó la nueva norma IFRS 15: *Ingresos de Contratos con Clientes* aplicando el método de adopción retrospectivo modificado. La Compañía no ha adoptado anticipadamente ninguna interpretación o enmienda que se haya emitido, pero que aún no sea efectiva.

La Compañía ha evaluado el reconocimiento y la medición de los ingresos en función del modelo de cinco pasos en la IFRS 15 y no ha identificado ningún impacto financiero significativo. Como resultado a ello, no se presentan ajustes significativos a partir de su adopción.

Ver la Nota 29 de revelaciones adicionales respecto a la naturaleza, cantidad, tiempo e incertidumbre de los ingresos procedentes de contratos con los clientes.

b. IFRS nuevas y revisadas emitidas no vigentes

La Compañía no ha aplicado las siguientes IFRS nuevas y revisadas que se han emitido pero que aún no han entrado en vigor:

- i. Enmiendas a la IAS 10, *Estados Financieros Consolidados* y IAS 28, *Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos* (1)
- ii. IFRS 16, *Arrendamientos* (2)
- iii. *Modificaciones a las IFRSs, Mejoras anuales a las IFRSs Ciclo 2015-2017* (2)
- iv. *IFRS 17, Contratos de Seguros* (3)
- v. Comité de Interpretación de Normas Internacionales de Información Financiera ("IFRIC") 23, *Interpretación sobre Posiciones Fiscales Inciertas* (2)

(1) Fecha de vigencia es aplazada indefinidamente; la adopción temprana de las modificaciones de septiembre 2014 sigue siendo permitida.

(2) Entrada en vigor para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero 2019.

(3) Entrada en vigor para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero 2021.

Enmiendas a la IFRS 10 *Estados Financieros Consolidados* y IAS 28 *Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos*

Las enmiendas a la IAS 28 requieren que las ganancias y pérdidas que resulten de transacciones entre una entidad y su asociada o negocio conjunto correspondan únicamente a activos que no constituyen un negocio. Asimismo, un nuevo requerimiento ha sido introducido para que las ganancias o pérdidas de transacciones descendentes que involucren activos que constituyen un negocio entre una entidad y su asociada o negocio conjunto se reconozcan en su totalidad en los Estados Financieros del inversionista.

Adicionalmente, una entidad necesita considerar si los activos que son vendidos y contribuidos en transacciones separadas constituyen un negocio y deben ser contabilizadas como una transacción individual.

Por otra parte, para Estados Financieros Consolidados, se introdujo en la IFRS 10 una excepción del requerimiento general para reconocer la totalidad de una ganancia o pérdida por la pérdida de control de una subsidiaria que no contiene un negocio en una transacción con inversiones en asociadas o negocios conjuntos, contabilizadas aplicando el método de participación. La adopción de esta norma no tendrá efecto significativo cuando se haga efectiva.

IFRS 16 *Arrendamientos*

La IFRS 16 *Arrendamientos* fue publicada en enero de 2016 y sustituye a la IAS 17 *Arrendamientos*, así como las interpretaciones relacionadas. Esta nueva norma propicia que la mayoría de los arrendamientos se presenten en el estado de situación financiera para los arrendatarios bajo un modelo único, eliminando la distinción entre los arrendamientos operativos y financieros. Sin embargo, la contabilidad para los arrendadores permanece con la distinción entre dichas clasificaciones de arrendamiento. La IFRS 16 es efectiva para períodos que inician a partir del 1 de enero de 2019 y se permite su adopción anticipada siempre que se haya adoptado la IFRS 15 *Ingresos de contratos con clientes*.

Bajo la IFRS 16, los arrendatarios reconocerán el derecho de uso de un activo y el pasivo por arrendamiento correspondiente. El derecho de uso se trata de manera similar a cualquier otro activo no financiero, con su depreciación correspondiente, mientras que el pasivo incluirá intereses. Esto típicamente produce un perfil de reconocimiento acelerado del gasto (a diferencia de los arrendamientos operativos bajo la IAS 17 donde se

reconocían gastos en línea recta), debido a que la depreciación lineal del derecho de uso y el interés decreciente del pasivo financiero, conllevan a una disminución general del gasto a lo largo del ejercicio.

También, el pasivo financiero se medirá al valor presente de los pagos mínimos pagaderos durante el plazo del arrendamiento, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento siempre que pueda ser determinada. Si dicha tasa no puede determinarse, el arrendatario deberá utilizar una tasa de interés incremental de deuda.

Sin embargo, un arrendatario podría elegir contabilizar los pagos de arrendamiento como un gasto en una base de línea recta en el plazo del arrendamiento, para contratos con término de 12 meses o menos, los cuales no contengan opciones de compra (esta elección es hecha por clase de activo); y para contratos donde los activos subyacentes tengan un valor que no se considere significativo cuando son nuevos, por ejemplo, equipo de oficina menor o computadoras personales (esta elección podrá hacerse sobre una base individual para cada contrato de arrendamiento).

La IFRS 16 establece diversas disposiciones transitorias, incluyendo la aplicación retrospectiva o el método de aplicación retrospectivo modificado donde el período comparativo no será reformulado.

En cuanto a la metodología de transición la Compañía estará utilizando el método retrospectivo modificado. La Compañía reconocerá el derecho de uso de un activo en la fecha de aplicación inicial de arrendamientos previamente clasificado como un arrendamiento operativo aplicando la IAS 17. El arrendatario elegirá, arrendamiento por arrendamiento, para medir ese derecho de uso del activo en un monto igual al pasivo por arrendamiento, ajustado por el monto de cualquier pago hecho por adelantado o acumulado relacionado con el arrendamiento reconocido en el estado de situación financiera inmediatamente anterior a la fecha de adopción.

Esta Norma afectara principalmente la contabilización de los arrendamientos operativos. A la fecha de reporte, la Compañía tiene compromisos no cancelables por arrendamientos operativos, sin embargo la Compañía no ha determinado los impactos finales de reconocimiento de activos y pasivos por pagos futuros y como estos afectan el estado de resultados y la clasificación en los flujos de efectivo. Algunos compromisos pueden estar en la excepción de arrendamientos de costo plazo o de bajo valor y algunos que no calificaran como arrendamientos bajo IFRS 16. La norma es mandatoria para el primer periodo intermedio del periodo anual que inicia después del 1 de enero de 2019. La Compañía no tiene la intención de adoptar la norma antes de la fecha efectiva.

Impacto esperado de la adopción de la norma de arrendamientos

	Al 1 de enero de 2019
Otros activos (reclasificación por pagos anticipados y otros pasivos) (ver Notas 9 y 19)	\$ (68,295)
Derecho de uso de activos:	164,540
	<u>\$ 96,245</u>
Pasivos por arrendamientos:	
Arrendamientos circulantes	\$ (25,768)
Arrendamientos a largo plazo	<u>(70,477)</u>
Total de pasivos por arrendamientos	<u>\$ (96,245)</u>

Mejoras anuales a las IFRS Ciclo 2015-2017

Las mejoras anuales incluyen modificaciones a la IFRS 3 e IFRS 11, a la IAS 12 y a la IAS 23 que serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.

Las modificaciones a la IFRS 3 *Combinación de Negocios* aclaran que cuando una entidad obtiene control de un negocio que es una operación conjunta, la entidad debe reevaluar cualquier participación previa que tenga en dicho negocio.

Las modificaciones a la IFRS 11 *Acuerdos Conjuntos* clarifican que cuando una entidad obtiene el control de un negocio que no es una operación conjunta la entidad no remide los intereses previamente mantenidos en dicho negocio.

Las modificaciones a la IAS 12 *Impuestos a la Utilidad* aclaran que los efectos en impuestos a la utilidad por dividendos (o distribuciones de utilidad) deben reconocerse en resultados sin importar cómo surge el impuesto.

Las modificaciones a la IAS 23 *Costos de Prestamos* aclaran que si un préstamo permanece pendiente de pago con posterioridad a la fecha en la que el activo relacionado está listo para su uso intencional o para su venta, dicho préstamo formara parte de los fondos que una entidad utiliza al calcular la tasa de interés capitalizable de préstamos genéricos.

La Compañía se encuentra en proceso de evaluación de los efectos potenciales que se deriven de implementar la adopción de estas modificaciones en sus Estados Financieros Consolidados.

IFRS 17 *Contratos de Seguros*

La IFRS 17 fue emitida en mayo de 2017 reemplazando a la IFRS 4 *Contratos de Seguros*. Requiere un modelo de medición actual donde las estimaciones se vuelven a recalcular en cada período de informe.

Los contratos se miden utilizando los componentes básicos de: 1) flujos de efectivo ponderados por probabilidad descontados, 2) un ajuste de riesgo explícito y 3) un margen de servicio contractual ("CSM"), por sus siglas en inglés, que representa el beneficio no derivado del contrato que se reconoce como ingresos sobre el período de cobertura.

La norma permite elegir entre reconocer los cambios en las tasas de descuento en el estado de resultados o directamente en otro resultado integral. La elección probablemente refleje como las aseguradoras contabilizan sus Activos Financieros según la IFRS 9.

Se permite un enfoque de asignación de primas opcionales y simplificadas para el pasivo, por la cobertura restante para contratos de corta duración, que a menudo son emitidos por aseguradores que no son de vida.

Existe una modificación del modelo de medición general denominado "enfoque de tarifa variable" para ciertos contratos suscritos por aseguradores de vida en los que los asegurados comparten los rendimientos de los elementos subyacentes. Al aplicar el enfoque de tasa variable, la participación de la entidad en los cambios en el valor razonable de los elementos subyacentes se incluye en el margen de servicio contractual. Por lo tanto, es probable que los resultados de las aseguradoras que utilizan este modelo sean menos volátiles que bajo el modelo general.

Las nuevas reglas afectarán los Estados Financieros y los indicadores de rendimiento clave de todas las entidades que emiten contratos de seguro o contratos de inversión con características de participación discrecional.

La IFRS 17 se aplica a los ejercicios que comiencen en o después del 1 de enero de 2021. Se permite su aplicación anticipada para las entidades que apliquen la IFRS 9 y la IFRS 15 en la fecha de aplicación inicial de la IFRS 17 o antes.

La Compañía se encuentra en proceso de evaluación de los efectos potenciales de implementar este nuevo estándar en su información financiera.

IFRIC 23 *Interpretación sobre Posiciones Fiscales Inciertas*

Esta interpretación clarifica como aplican los criterios de reconocimiento y medición que establece la IAS 12 *Impuestos a la utilidad* cuando existen posiciones fiscales inciertas. Se refiere a aquellas posiciones fiscales en donde existe incertidumbre acerca de si la autoridad fiscal competente aceptará la posición fiscal bajo las leyes fiscales vigentes. En dichos casos, una entidad reconocerá y medirá su activo o pasivo por impuestos corrientes o diferidos aplicando los requisitos de la IAS 12 con base en ganancias (pérdidas) fiscales, bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y las tasas de impuestos determinados aplicando esta interpretación.

Una entidad deberá aplicar esta interpretación para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada y se debe revelar el hecho. En su aplicación inicial, se aplica retrospectivamente bajo los requerimientos de la IAS 8 o retrospectivamente con el efecto acumulado de su aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de utilidades retenidas.

La interpretación es efectiva para los períodos de informe anual que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. La Compañía aplicará la interpretación desde su fecha de vigencia, sin embargo, no se espera ningún efecto significativo en sus estados financieros consolidados.

39. Eventos posteriores a la fecha de reporte

a. *Terminal marina en Topolobampo*

El 4 de enero de 2019, IEnova Petrolíferos IV, S. de R. L. de C. V. pagó el 50 por ciento remanente de la contraprestación pactada por un monto de \$350.5 millones de pesos por el derecho de construir, usar, aprovechar y explotar la terminal marina en Topolobampo, México. (Ver Nota 1.2.13.h.)

b. *Disposiciones de las líneas de crédito*

El 9 de enero de 2019, en relación a la línea de crédito mencionada en la Nota 23.a., la Compañía dispuso \$50.0 millones, para financiar capital de trabajo y para fines corporativos generales.

c. *Incremento de porcentaje de participación en ICM*

El 28 de enero de 2019, ICM emitió 770,000 nuevas acciones a la Compañía, por lo que la tenencia de ICM queda de la siguiente manera (Ver Nota 11.6.):

Accionistas	Acciones mantenidas	Porcentaje de tenencia
IEnova	15,577,708	52.35%
Trafigura	14,178,013	47.65%

d. *Don Diego adquisición de activos*

El 5 de febrero de 2019 la Compañía pago el remanente de la contraprestación por la adquisición de Don Diego, después de haber emitido el aviso final para la asignación del contrato de Construcción, Abastecimiento e Ingeniería. (Ver Nota 11.4.).

e. *Ampliación de monto y del plazo del crédito revolvente*

El 11 de febrero de 2019, la Compañía celebró un convenio modificatorio para i) aumentar el monto de la línea de crédito a la cantidad de \$1.5 billones, ii) ampliar la vigencia del mismo de agosto de 2020 a febrero de 2024 y iii) incluir a JP Morgan Chase Bank, N. A. y Credit Agricole Corporate and Investemnt Bank en el sindicato de acreedores. La tasa de interés será libor + 90 pbs y el compromiso de pago será a 24 pbs.

f. *Recompra de acciones*

Durante el mes de febrero de 2019, se llevaron a cabo recompras de acciones por un total de \$5.8 millones, equivalente a 1,600,000 acciones.

40. Autorización de la emisión de los Estados Financieros

Los Estados Financieros Consolidados adjuntos fueron autorizados para su emisión el 19 de febrero de 2019, por Manuela Molina Peralta, Vicepresidente Ejecutivo de Finanzas, y sujeto a la aprobación del Consejo de Administración y los accionistas ordinarios de la Compañía, que se pueden modificar de conformidad con las disposiciones de la Ley General de Sociedades Mercantiles.

41. Oficinas registradas

- Paseo de la Reforma No. 342 Piso 24
Torre New York Life
Col. Juárez, C.P. 06600
Ciudad de México, México.
- Campos Eliseos No. 345 Piso 4
Torre Omega
Col. Chapultepec Polanco C.P. 11560
Ciudad de México, México.
- Carretera Escénica Tijuana – Ensenada km. 81.2
Col. El Sauzal, C. P. 22760
Ensenada, B.C., México.
- Carretera Mexicali Tijuana km. 14.5
Col. Sonora, C. P. 21210
Mexicali, B.C., México.
- Avenida Tecnológico No. 4505
Col. Granjas, C. P. 31160
Chihuahua, Chihuahua, México.
- Avenida Constitución Poniente No. 444
Col. Monterrey Centro C. P. 64000
Monterrey, Nuevo León, México.

* * * * *