

Reporte anual que se presenta de acuerdo con las disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado, para el año terminado el 31 de diciembre de 2013.



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

Paseo de la Reforma 342, Piso 24

Col. Juárez

México, D.F. 06600

www.ienova.com.mx

El número de acciones en circulación de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (la “Compañía”) al 31 de diciembre de 2013 era de 1,154,023,812 acciones ordinarias serie única, nominativas, sin expresión de valor nominal, de las cuales 5,000 corresponden a la parte fija Clase I y 1,154,018,812 corresponden a la parte variable Clase II.

Las acciones de la Compañía están inscritas en el Registro Nacional de Valores (“RNV”) de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (“CNBV”) bajo el número 3420-1.00-2013-001 y cotizan en la Bolsa Mexicana de Valores (“BMV”) bajo la clave “IENOVA”.

La Compañía mantiene un Programa, serie única, para la emisión de Certificados Bursátiles hasta por un monto de \$12,800,000,000.00 pesos, el cual fue autorizado por la CNBV mediante el oficio de inscripción 153/6298/2013. Al amparo de dicho Programa, la Compañía ha realizado dos emisiones las cuales se encuentran vigentes y cotizan con las claves de pizarra “IENOVA 13” y “IENOVA 13-2”.

La inscripción en el RNV no implica certificación sobre la bondad de los valores, solvencia de la emisora o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en el presente documento, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes.

Características de las emisiones:

“IENOVA 13”

Monto de la Emisión: \$3,900,000,000.00 pesos.

Precio de Colocación: \$100.00 M.N. cada uno.

Fecha de Emisión: 14 de febrero de 2013.

Fecha de Vencimiento: 2 de febrero de 2023.

Plazo de vigencia de la emisión: hasta 3,640 días, equivalentes a 20 periodos de 182 días, aproximadamente 10 años.

Intereses y procedimiento para el cálculo: La tasa de interés bruto anual fija es de 6.30%, sobre el valor nominal de los certificados bursátiles.

Periodicidad en el pago de intereses: Los intereses ordinarios devengados se liquidarán cada 182 días naturales conforme al calendario de pagos.

Lugar y forma de pago de intereses y principal: Los intereses ordinarios devengados y el principal respecto de los Certificados Bursátiles serán pagados por el Emisor, mediante transferencia electrónica de fondos en el domicilio del Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma No. 255, tercer piso, Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, Distrito Federal, contra la entrega del Título mismo, o contra las constancias o certificaciones que para tales efectos expida Indeval, lo anterior con la finalidad de que Indeval distribuya los recursos en las cuentas que sus respectivos depositantes le instruyan, y estos a su vez liquiden las cantidades adeudadas a los tenedores.

Amortización de principal: única amortización del principal en la Fecha de Vencimiento.

Amortización Total Anticipada de Principal: la emisora tendrá derecho a amortizar de manera anticipada, la totalidad (pero no una parte) de los Certificados Bursátiles, en cualquier fecha a partir de transcurrido el quinto año a partir de la Fecha de Emisión, antes de la Fecha de Vencimiento.

Garantía: los Certificados Bursátiles son quirografarios, por lo que no cuentan con garantía específica.

Calificación S&P a la emisión: “mxAAA”, es decir, el grado más alto que otorga Standard & Poors, S.A. de C.V. en su escala CaVal e indica que la capacidad de pago del Emisor para cumplir con sus compromisos financieros sobre la obligación es extremadamente fuerte en relación con otros emisores en el mercado nacional. La calificación otorgada no constituye una recomendación de inversión y la misma puede estar sujeta a actualizaciones en cualquier momento, de conformidad con las metodologías de Standard & Poor’s S.A. de C.V.

Calificación Moody’s a la emisión: “Aaa.mx”, la cual demuestra la calidad de crédito más fuerte y la menor probabilidad de pérdida relativa a otros emisores de México. La calificación otorgada no constituye una recomendación de inversión y la misma puede estar sujeta a actualizaciones en cualquier momento, de conformidad con las metodologías de Moodys de México, S.A. de C.V.

Representante Común: Banco Invex, S.A. Institución de Banca Múltiple, Invex Grupo Financiero, Fiduciario.

Depositario: S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V.

Régimen Fiscal: la tasa de retención del Impuesto Sobre la Renta aplicable respecto a los intereses pagados conforme a los Certificados Bursátiles se encuentra sujeta: (i) para las personas morales y físicas residentes en México y para efectos fiscales a lo previsto en los artículos 20 y 160 y demás

aplicables de la Ley de Impuesto Sobre la Renta vigente; y (ii) para las personas físicas y morales residentes en el extranjero para efectos fiscales, a lo previsto en los artículos 179, 195 y demás aplicables de la Ley de Impuesto sobre la Renta vigente. Los posibles adquirentes de los Certificados Bursátiles deberán consultar con sus asesores las consecuencias fiscales resultantes de su inversión en los Certificados Bursátiles, incluyendo la aplicación de reglas específicas respecto a su situación particular.

Obligaciones de no hacer: Hasta que los Certificados Bursátiles sean amortizados en su totalidad, el Emisor no podrá fusionarse (o consolidarse de cualquier otra forma), salvo que (i) la sociedad o entidad que resulte de la fusión (o consolidación) asuma expresamente las obligaciones del Emisor, y (ii) no tuviere lugar un caso de vencimiento anticipado bajo los Certificados Bursátiles como resultado de dicha fusión o consolidación. Los Certificados Bursátiles no contienen ninguna obligación de no hacer respecto a cambios de control o respecto a la venta o constitución de gravámenes sobre activos esenciales.

“IENOVA 13-2”

Monto de la Emisión: \$1,300,000,000.00 pesos

Precio de Colocación: \$100.00 M.N. cada uno.

Fecha de Emisión: 14 de febrero de 2013.

Fecha de Vencimiento: 8 de febrero de 2018

Plazo de vigencia de la emisión: hasta 1,820 días, equivalentes a 65 periodos de 28 días, aproximadamente 5 años.

Intereses y procedimiento para el cálculo: la Tasa de Interés Bruto Anual se calculará mediante la adición de 0.30 puntos porcentuales a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) a un plazo de hasta 28 días. Para determinar la Tasa de Interés Bruto Anual, el Representante Común utilizará la siguiente fórmula:

$$TC = \left[\left(1 + \frac{TR}{36000} \times PL \right)^{\frac{NDE}{PL}} - 1 \right] \times \left[\frac{36000}{NDE} \right]$$

Donde:

TC	=	Tasa de Interés de Referencia capitalizada o equivalente al número de días naturales efectivamente transcurridos en el Periodo de Intereses correspondiente.
TR	=	TIIE (o la tasa que la sustituya) o Tasa de Referencia.
PL	=	Plazo de la TIIE (o la tasa que la sustituya) en días.
NDE	=	Número de días naturales efectivamente transcurridos en el Periodo de Intereses correspondiente.

Periodicidad en el pago de intereses: Los intereses ordinarios devengados se liquidarán cada 28 días naturales.

Lugar y forma de pago de intereses y principal: Los intereses ordinarios devengados y el principal respecto de los Certificados Bursátiles serán pagados por el Emisor, mediante transferencia electrónica de fondos en el domicilio del Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma No. 255, tercer piso, Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, Distrito Federal, contra la entrega del Título mismo, o contra las constancias o certificaciones que para tales efectos expida Indeval, lo anterior con la finalidad de que Indeval distribuya los recursos en las cuentas que sus respectivos depositantes le instruyan, y estos a su vez liquiden las cantidades adeudadas a los tenedores.

Amortización de principal: única amortización del principal en la Fecha de Vencimiento.

Amortización Total Anticipada de Principal: la emisora tendrá derecho a amortizar de manera anticipada, la totalidad (pero no una parte) de los Certificados Bursátiles, en cualquier fecha a partir de transcurrido el tercer año a partir de la Fecha de Emisión, antes de la Fecha de Vencimiento.

Garantía: los Certificados Bursátiles son quirografarios, por lo que no cuentan con garantía específica.

Calificación S&P a la emisión: “mxAAA”, es decir, el grado más alto que otorga Standard & Poors, S.A. de C.V. en su escala CaVal e indica que la capacidad de pago del Emisor para cumplir con sus compromisos financieros sobre la obligación es extremadamente fuerte en relación con otros emisores en el mercado nacional. La calificación otorgada no constituye una recomendación de inversión y la misma puede estar sujeta a actualizaciones en cualquier momento, de conformidad con las metodologías de Standard & Poor’s S.A. de C.V.

Calificación Moody’s a la emisión: “Aaa.mx”, la cual demuestra la calidad de crédito más fuerte y la menor probabilidad de pérdida relativa a otros emisores de México. La calificación otorgada no constituye una recomendación de inversión y la misma puede estar sujeta a actualizaciones en cualquier momento, de conformidad con las metodologías de Moodys de México, S.A. de C.V.

Representante Común: Banco Invex, S.A. Institución de Banca Múltiple, Invex Grupo Financiero, Fiduciario.

Depositario: S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V.

Régimen Fiscal: la tasa de retención del Impuesto Sobre la Renta aplicable respecto a los intereses pagados conforme a los Certificados Bursátiles se encuentra sujeta: (i) para las personas morales y físicas residentes en México y para efectos fiscales a lo previsto en los artículos 20 y 160 y demás aplicables de la Ley de Impuesto Sobre la Renta vigente; y (ii) para las personas físicas y morales residentes en el extranjero para efectos fiscales, a lo previsto en los artículos 179, 195 y demás aplicables de la Ley de Impuesto sobre la Renta vigente. Los posibles adquirentes de los Certificados Bursátiles deberán consultar con sus asesores las consecuencias fiscales resultantes de su inversión en los Certificados Bursátiles, incluyendo la aplicación de reglas específicas respecto a su situación particular.

Obligaciones de no hacer: Hasta que los Certificados Bursátiles sean amortizados en su totalidad, el Emisor no podrá fusionarse (o consolidarse de cualquier otra forma), salvo que (i) la sociedad o entidad que resulte de la fusión (o consolidación) asuma expresamente las obligaciones del Emisor, y (ii) no tuviere lugar un caso de vencimiento anticipado bajo los Certificados Bursátiles como resultado de dicha fusión o consolidación. Los Certificados Bursátiles no contienen ninguna obligación de no hacer respecto a cambios de control o respecto a la venta o constitución de gravámenes sobre activos esenciales.

INDICE

1.	INFORMACION GENERAL	1
	a) Glosario de términos y definiciones.....	1
	Presentación de Información	7
	b) Resumen ejecutivo	9
	La Compañía.	9
	Segmento Gas.....	10
	Segmento Electricidad.....	11
	Acontecimientos recientes.....	12
	Eventos Relevantes.....	12
	c) Factores de riesgo	14
	d) Otros valores	33
	e) Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el Registro	34
	f) Destino de los fondos.....	34
	g) Documentos de carácter público	34
2.	LA EMISORA.....	35
	a) Historia y desarrollo de la emisora	35
	b) Descripción del negocio.....	35
	i. Actividad Principal.....	35
	ii. Canales de distribución	44
	iii. Patentes, licencias, marcas y otros contratos.....	46
	iv. Principales clientes.....	46
	v. Legislación aplicable y situación tributaria.....	48
	vi. Recursos humanos.....	59
	vii. Desempeño ambiental	59
	viii. Información de mercado.....	61
	ix. Estructura corporativa	72
	x. Descripción de sus principales activos.....	74
	xi. Procesos judiciales, administrativos o arbitrales.....	74
	xii. Acciones representativas del capital social	78
	xiii. Dividendos	78
	xiv. Controles cambiarios y otras limitaciones.....	78

INDICE

3.	INFORMACION FINANCIERA	79
	a) Información financiera seleccionada.....	79
	b) Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación	82
	c) Informe de créditos relevantes	85
	d) Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la emisora	86
	i) Resultados de la operación.....	86
	ii) Situación financiera, liquidez y recursos de capital	91
	iii) Control interno	95
	e) Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas	95
4.	ADMINISTRACION	98
	a) Auditores externos	98
	b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés.....	98
	c) Administradores y accionistas	105
	d) Estatutos sociales y otros convenios	113
	e) Otras prácticas de gobierno corporativo	120
5.	MERCADO DE CAPITALES	121
	a) Estructura accionaria.....	121
	b) Comportamiento de la acción en el mercado de valores.....	122
	c) Formador de Mercado.....	122
6.	ACTIVOS SUBYACENTES	122
7.	PERSONAS RESPONSABLES.....	123
8.	ANEXOS	124

1. INFORMACION GENERAL

a) Glosario de términos y definiciones

Los siguientes términos y abreviaturas, tal como se utilizan en el reporte anual, tendrán los significados estipulados a continuación:

<u>Término</u>	<u>Significado</u>
“Acciones”	Acciones ordinarias Serie Única, nominativas, sin expresión de valor nominal, representativas de la parte variable del capital social de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.
“accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía”	Sempra Energy.
“bl”	Barriles.
“bld”	Barriles diarios.
“BMV”	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.
“bpcd”	Miles de millones de pies cúbicos diarios.
“BTU”	Unidades Térmicas Británicas.
“Braskem IDESA”	Braskem IDESA, S.A.P.I. de C.V.
“CAISO”	Por sus siglas en inglés, la Operadora del Sistema Independiente de California (<i>California Independent System Operator</i>).
“Certificados Bursátiles” o “CEBURES”	Certificados Bursátiles.
“CFE”	Comisión Federal de Electricidad.
“Circular Única de Emisoras” o “Disposiciones”	o Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores, emitidas por la CNBV y publicadas en el DOF el 19 de marzo de 2003, incluyendo todas sus reformas a la fecha de este documento.
“CNBV”	Comisión Nacional Bancaria y de Valores.
“COFECE”	Comisión Federal de Competencia Económica, antes denominada Comisión Federal de Competencia.
“Compañía”	Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V., en conjunto con sus subsidiarias.
“Condiciones Generales de Almacenamiento”	de Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Almacenamiento de GNL, o las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Almacenamiento de Gas LP (según sea el caso), que forman parte de los permisos respectivos.
“Condiciones Generales de Distribución”	Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Distribución de Gas Natural, que forman parte de los permisos respectivos.
“Condiciones Generales de Transporte”	Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural, o las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Licuado de Petróleo (según sea el caso), que forman parte de los permisos respectivos.
“Constitución Política”	La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
“Controladora Sierra Juárez”	Controladora Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V.; subsidiaria de IEnova a través de la cual firmó un acuerdo con InterGen para la venta del 50% de las partes sociales representativas del capital social de Energía Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V., subsidiaria a cargo del desarrollo de la primera etapa del proyecto de generación de energía eólica denominado “Energía Sierra Juárez”.
“CRE”	Comisión Reguladora de Energía.

Término

“Dólares” o “USD\$”

“Ducto de Gas LP TDF”

“DWR”

“Ecogas”

“Emisora”

“EMISNET”

“Energía Costa Azul” o “ECA”

“Energía Sierra Juárez”

“Energía Sierra Juárez U.S.”

“Estación Gloria a Dios”

“Estación Naco”

“Estados Financieros Auditados”

“Estados Unidos” o “E.U.A.”

“FERC”

“Gas LP”

“Gasoducto de Aguaprieta”

“Gasoducto Baja Oriente”

“Gasoducto Baja Occidente”

“Gasoductos de Chihuahua” o “negocio conjunto con Pemex Gas”

Significado

La moneda de curso legal en los Estados Unidos.

Sistema que forma parte del negocio conjunto con Pemex Gas integrado por aproximadamente 190 km de ductos de 12 pulgadas de diámetro, que cuentan con una capacidad promedio diaria de transporte de 30,000 bld (1.6 mthd) de Gas LP, se extiende desde el área de producción de la planta de Gas LP Burgos de Pemex Gas en el estado de Tamaulipas, hasta el sistema de entrega ubicado en las afueras de Monterrey, Nuevo León.

Departamento de Recursos Acuíferos de California (*California Department of Water Resources*).

Ecogas México, S. de R.L. de C.V., el negocio de distribución de gas natural de la Compañía.

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

Sistema Electrónico de Envío y Difusión de Información que la CNBV autorizó a la BMV denominado “Sistema Electrónico de Comunicación con Emisoras de Valores.”

Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. Véase Terminal de GNL.

El parque eólico de 155 mw, en su primera fase, ubicado en la Rumorosa, Baja California.

Energía Sierra Juárez U.S., LLC, una filial de Sempra Energy.

Estación de compresión integrante del negocio conjunto con Pemex Gas, cuenta con una potencia de 14,340 caballos de fuerza, está instalada en el punto de interconexión del Gasoducto Samalayuca y el gasoducto Ciudad Juárez-Chihuahua de Pemex Gas, en la localidad Gloria a Dios, Chihuahua.

Estación de compresión que cuenta con una potencia de 14,340 caballos de fuerza y está instalada en el sistema de transporte de gas natural Naco-Hermosillo de Pemex Gas, en la localidad de Naco, Sonora.

Los estados financieros consolidados auditados de la Compañía por los ejercicios que terminaron el 31 de diciembre de 2012 y 2013, incluyendo las notas a los mismos.

Los Estados Unidos de América.

Por sus siglas en inglés, la Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos (*U.S. Federal Energy Regulatory Commission*).

Gas licuado de petróleo.

Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.

Gasoducto Rosarito, S. de R.L. de C.V. Para efectos de las ofertas públicas de CEBURES y acciones en 2013, Gasoducto Rosarito recibió la denominación alternativa de “Gasoducto Baja Oriente” para facilitar su identificación en las presentaciones a los inversionistas.

Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R.L. de C.V. o TGN. Para efectos de las ofertas públicas de CEBURES y acciones en 2013, Transportadora de Gas Natural de Baja California recibió la denominación alternativa de “Gasoducto Baja Occidente” para facilitar su identificación en las presentaciones a los inversionistas.

Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V., el negocio conjunto entre la Compañía y Pemex Gas, que opera el Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Ducto de Gas LP TDF, la Estación Gloria a Dios, la Terminal de Gas LP en Guadalajara y con los proyectos en construcción: Proyecto Etanoducto, Gasoducto Los Ramones I y Gasoducto Los Ramones Norte.

Término

“Gasoducto Guaymas-El Oro”

“Gasoducto Los Ramones I”

“Gasoducto Los Ramones II”

“Gasoducto Los Ramones Norte”

“Gasoducto Rosarito”

“Gasoducto Samalayuca”

“Gasoducto San Fernando”

“Gasoducto Sásabe - Puerto Libertad - Guaymas”

“Gasoducto Sonora”

“Gazprom”

“GNL”

“Gobierno Federal”

“GW”

“GWh”

“IASB”

“IETU”

“IFRS”

“IFD”

Significado

Gasoducto integrante del Gasoducto Sonora, que atravesará los estados de Sonora y Sinaloa y tendrá una capacidad de 510 mpcd (5.3 mthd).

Gasoducto integrante del negocio conjunto con Pemex Gas, con 114 km de longitud, 48 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión. El sistema inicia en la frontera del Estado de Tamaulipas con los Estados Unidos y se interconectará con el Gasoducto Ramones Norte y el Sistema Nacional de Gasoductos en Ramones, Nuevo León.

En octubre de 2013, Pemex anunció la implementación del Gasoducto Los Ramones II en dos segmentos: Los Ramones Norte y Los Ramones Sur.

Gasoducto integrante del negocio conjunto con Pemex Gas, con 440 km de longitud, 42 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión. El sistema inicia en la interconexión con Ramones I en Ramones, Nuevo León y se interconecta con el Gasoducto Ramones Sur en San Luis Potosí. Gasoductos de Chihuahua, en sociedad con subsidiarias de PEMEX, desarrollará Los Ramones Norte.

Gasoducto Rosarito S. de R.L. de C.V. ver definición de “Gasoducto Baja Oriente”. Sistema integrado por los tramos: Rosarito Mainline, LNG Spur y Yuma Lateral; con una longitud total de 302 km y una estación de compresión con potencia de 30,000 caballos de fuerza. El sistema comienza en la válvula que lo interconecta con el sistema de transporte de North Baja Pipeline en el cruce fronterizo con los Estados Unidos y concluye en la Terminal de GNL de la Compañía, ubicada al sur de Tijuana.

Gasoducto integrante del negocio conjunto con Pemex Gas, está integrado por 37.7 km de ductos de 24 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 272 mpcd (2.8 mthd), corre del Ejido de San Isidro, en el estado de Chihuahua, a la planta de generación eléctrica Samalayuca de la CFE; y se interconecta con un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro perteneciente a Pemex Gas, que va de Ciudad Juárez a Chihuahua.

Gasoducto integrante del negocio conjunto con Pemex Gas, está integrado por aproximadamente 114 km de ductos de 36 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión con una potencia total de 90,000 caballos de fuerza. Este sistema enlaza a la estación de compresión El Caracol de la Compañía en la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, con su estación de compresión Los Indios, en la localidad de San Fernando, Tamaulipas.

Gasoducto integrante del Gasoducto Sonora, ubicado en el estado de Sonora) que tendrá una capacidad de 770 mpcd (8.0 mthd) y se encuentra en construcción.

El Gasoducto Sásabe-Puerto Libertad-Guaymas y el Gasoducto Guaymas-El Oro, los cuales fueron licitados y ganados en octubre de 2012, y que se interconectan entre sí y se encuentran en construcción.

Gazprom Marketing & Trading México, S. de R.L. de C.V.

Gas natural licuado.

El Gobierno Federal de México.

Giga-vatios.

Giga-vatios hora.

Por sus siglas en inglés, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board*).

Impuesto Empresarial a Tasa Única.

Por sus siglas en inglés, las Normas Internacionales de Información Financiera (*International Financial Reporting Standards*) emitidas por el IASB.

Instrumentos Financieros Derivados.

<u>Término</u>	<u>Significado</u>
“Indeval”	S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V.
“INPC”	Índice Nacional de Precios al Consumidor.
“insig”	Insignificante.
“InterGen”	InterGen y/o sus afiliadas Energía Azteca X, S. de R.L. de C.V. y/o Energía de Baja California, S. de R.L. de C.V.
“IPC”	Índice de Precios y Cotizaciones, principal indicador de la Bolsa Mexicana de Valores.
“IRGE”	Instalaciones de recepción, guarda y entrega.
“ISR”	Impuesto Sobre la Renta.
“IVA”	Impuesto al Valor Agregado.
“IEnova Gasoductos México”	IEnova Gasoductos México, S. de R.L., antes Sempra Gasoductos México, S. de R.L. de C.V., la subsidiaria operadora del Gasoducto Aguaprieta y la Estación Naco y titular de la participación de la Compañía en Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.
“JPM Ventures Energy”	JPM Ventures Energy México, S. de R.L. de C.V., una filial de J.P. Morgan.
“km”	Kilómetros.
“kWh”	Kilovatios hora.
“Ley de Energía Eléctrica”	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, según la misma sea modificada de tiempo en tiempo.
“Ley de la CRE”	Ley de la Comisión Reguladora de Energía, según la misma sea modificada de tiempo en tiempo.
“Ley de Protección de Datos”	Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares, según la misma sea modificada de tiempo en tiempo.
“Ley de Transición Energética”	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, según la misma sea modificada de tiempo en tiempo.
“Ley del Artículo 27 Constitucional”	Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, según la misma sea modificada de tiempo en tiempo.
“LIBOR”	Tasa de Interés Interbancaria de Londres.
“LGSM”	Ley General de Sociedades Mercantiles, según la misma sea modificada de tiempo en tiempo.
“LGTOC”	Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito, según la misma sea modificada de tiempo en tiempo.
“LMV”	Ley del Mercado de Valores, según la misma ha sido modificada de tiempo en tiempo.
“LNG International”	Sempra LNG International LLC.
“LNG Marketing”	Sempra LNG Marketing México, S. de R.L. de C.V.
“m ³ ”	Metros cúbicos.
“México”	Estados Unidos Mexicanos.
“mpc”	Millones de pies cúbicos.
“mpcd”	Millones de pies cúbicos diarios.
“mth”	Millones de termias.

<u>Término</u>	<u>Significado</u>
“mthd”	Millones de termias diarias.
“MTM”	Mark to market o valor razonable
“MW”	Megavatios.
“NIF”	Normas de Información Financiera, emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A.C.
“NOM”	Norma(s) Oficial(es) Mexicana(s).
“Oferta Global”	La referencia conjunta a la Oferta Nacional y a la Oferta Internacional.
“OTC”	Over the counter
“Pemex Gas” o “PGPB”	Pemex Gas y Petroquímica Básica.
“PEMEX”	Petróleos Mexicanos.
“Pesos,” “M.N.” o “MXN\$”	Pesos, moneda nacional.
“PIB”	Producto Interno Bruto.
“PIE”	Productor(es) independiente(s) de energía.
“PROFEPA”	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.
“Proyecto Etanoducto”	Proyecto en desarrollo que involucra la construcción y operación del ducto de 224 km que transportará 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, propiedad de Braskem IDESA.
“PUHCA”	Por sus siglas en inglés, la Ley de Sociedades Controladoras de Servicios Públicos de 2005 de los Estados Unidos (<i>U.S. Public Utility Holding Company Act of 2005</i>).
“Reglamento de Gas LP”	Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.
“RGN”	Reglamento de Gas Natural.
“RNV”	Registro Nacional de Valores.
“SCT”	Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
“SDG&E”	San Diego Gas & Electric Company, una filial de Sempra Energy.
“SEMARNAT”	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
“Sempra Energy”	Sempra Energy, el accionista de control indirecto de la Compañía, una sociedad constituida de conformidad con las leyes del estado de California, E.U.A.
“Sempra Generation”	Una afiliada de Sempra Energy, constituida de conformidad con las leyes del estado de California, E.U.A.
“Sempra Natural Gas”	Una división operativa de negocios de Sempra Energy que incluye a las filiales estadounidenses de la Compañía que venden GNL y compran y/o venden gas natural y electricidad de/a esta última.
“Sempra Services Company”	Sempra Services Company, S. de R.L. de C.V.
“Sempra Servicios México”	Sempra Servicios México, S. de R.L. de C.V.
“SENER”	Secretaría de Energía.
“Shell”	Shell México Gas Natural, S. de R.L. de C.V.
“SNG”	Sistema Nacional de Gasoductos.

Término**Significado**

“TAG Norte”	TAG Norte, S. de R.L. de C.V. empresa que desarrollará el proyecto Gasoducto Los Ramones Norte. Participación 50% (indirecta) de Pemex Gas y 50% (indirecta) de Gasoductos de Chihuahua.
“TAG Pipelines”	TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V. Participación 100% (indirecta) Pemex Gas.
“Terminal de Gas LP de Guadalajara”	Una terminal de almacenamiento de Gas LP ubicada en Guadalajara con capacidad total de almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mth) de Gas LP.
“Terminal de GNL”	Una terminal de almacenamiento de GNL ubicada en Ensenada, Baja California y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 320,000 metros cúbicos o m ³ (73.3 MMTh) en dos tanques de 160,000 m ³ (36.6 MMTh) cada uno.
“Termoeléctrica de Mexicali”	Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V. o, cuando así lo exija el contexto, la planta de generación de electricidad operada por dicha sociedad.
“TIIE”	La Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio.
“Tipo de Cambio del Banco de México”	El tipo de cambio Peso / Dólar publicado por Banco de México en una fecha determinada en el Diario Oficial de la Federación.
“Titulo”	Título que ampare una Emisión de Certificados Bursátiles.
“TJFA”	Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.
“TLCAN”	Tratado de Libre Comercio de América del Norte.
“TGN”	Transportadora de Gas Natural de Baja California, ver definición de “Gasoducto Baja Occidente”, transporta gas natural a la planta Presidente Juárez de la CFE, a clientes industriales de las áreas de Tijuana y Rosarito, y a su filial SDG&E en el área de la ciudad de San Diego, en el estado norteamericano de California. Sistema integrado por aproximadamente 45 km de ductos de 30 pulgadas de diámetro y con una capacidad de 940 mpcd (9.8 mthd), se interconecta con el Gasoducto Rosarito, cerca de Tijuana; se extiende hacia el norte para interconectarse con el sistema de gasoductos de SDG&E en la localidad de Otay Mesa, ubicada en al norte del cruce fronterizo con los Estados Unidos; y toma dirección suroeste para finalizar en la planta Presidente Juárez de la CFE en Rosarito, Baja California. TGN incluye una estación de compresión con una potencia total instalada de 8,000 caballos de fuerza, ubicada en Rosarito, Baja California.
“UAIDA”	Utilidad antes de impuestos, depreciación y amortización.
“UDI” o “UDIS”	La unidad de cuenta denominada Unidad de Inversión cuyo valor en Pesos publica periódicamente el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación y que en términos generales refleja los incrementos que sufre el INPC.
“Vestas”	Vestas WTG México, S.A. de C.V.
“WECC”	Por sus siglas en inglés, el Consejo Coordinador de la Electricidad en la Región Occidental (<i>Western Electricity Coordinating Council</i>) de los Estados Unidos.

Presentación de Información

Estados financieros

Toda la información financiera de la Compañía que forma parte de este Reporte, incluyendo sus estados financieros consolidados, está preparada en Dólares. La moneda funcional de la Compañía es el Dólar, salvo por lo que respecta a Ecogas, cuya moneda funcional es el Peso. Además, la Compañía reporta sus resultados en Dólares. Para efectos de la presentación de los estados financieros consolidados y/o combinados de la Compañía, los activos y pasivos de las subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso se convierten a Dólares al tipo de cambio publicado por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación que se encuentra vigente en la fecha de cierre del período correspondiente; y los ingresos y gastos se convierten a los tipos de cambio vigentes en las fechas de celebración de las operaciones que les dieron origen. Las diferencias cambiarias, en su caso, se reconocen en otras partidas de la utilidad integral y se acumulan en el capital. Los Estados Financieros Consolidados están preparados de conformidad con IFRS emitidas por el IASB.

Este Reporte incluye los estados financieros consolidados de la Compañía al, y por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2013, mismos que fueron auditados por Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, conforme a lo descrito en su reporte al respecto incluido en este Reporte Anual.

Este documento también incluye los estados financieros consolidados auditados de Gasoductos de Chihuahua al, y por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, los cuales se preparan en Pesos. Los estados financieros consolidados auditados de Gasoductos de Chihuahua fueron auditados por Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, conforme a lo descrito en su informe de auditoría al respecto incluido en este documento. Los estados financieros de Gasoductos de Chihuahua están preparados de conformidad con las NIF, mismas que difieren sustancialmente de las IFRS en varios aspectos. Por lo tanto, los estados financieros de Gasoductos de Chihuahua no son comparables con los estados financieros consolidados de la Compañía. Considerando que la Compañía y Pemex Gas son titulares cada una del 50% del capital social de Gasoductos de Chihuahua y comparten el control de dicha sociedad, la Compañía incluye los resultados de la misma en sus estados financieros de conformidad con el método de participación, haciendo los ajustes necesarios para alinear las políticas contables de dicha sociedad con las políticas seguidas por la Compañía de conformidad con las IFRS.

Estimaciones con respecto al mercado

Este Reporte contiene información sobre la industria, la situación demográfica, la situación del mercado (incluyendo pronósticos en cuanto al mismo) y la competencia, que proviene en parte de estudios e investigaciones de mercado internos, información pública y publicaciones de la industria.

Las declaraciones de la Compañía se basan en información proveniente de fuentes independientes que la misma considera confiables y estadísticas comúnmente utilizadas en México, incluyendo, entre otras:

- el Banco Mundial;
- el Fondo Monetario Internacional;
- Agencia Internacional de la Energía;
- Diario Oficial de la Federación;
- el Banco de México;
- Secretaría de Energía (“SENER”); y
- Comisión Reguladora de Energía (“CRE”).

Por lo general, las publicaciones de la industria y el gobierno indican que la información incluida en las mismas proviene de fuentes que se consideran confiables, pero que no existe garantía de que dicha información es correcta y completa. Aunque la Compañía y los Intermediarios Colocadores no tienen motivos para pensar que este tipo de información es inexacta en algún sentido significativo, no han verificado dicha información de manera independiente y, por tanto, no pueden garantizar que la misma es correcta, precisa y completa.

Este Reporte también contiene información basada en estimaciones formuladas por la Compañía con base en la revisión de estudios y análisis preparados tanto a nivel interno como por fuentes independientes. A pesar de que la Compañía considera que estas fuentes son confiables, no ha verificado de manera independiente dicha información y no puede garantizar que la misma es

correcta y completa. Además, es posible que estas fuentes definan a los mercados relevantes en forma distinta a como los presenta la Compañía. La información sobre la industria tiene por objeto presentar un panorama general de la misma, pero por su propia naturaleza es imprecisa. Aunque la Compañía considera que sus estimaciones se formularon razonablemente, los inversionistas no deben confiar excesivamente en las mismas ya que por su propia naturaleza toda estimación es incierta. Nada de lo expresado en este Reporte debe interpretarse como un pronóstico en cuanto al mercado.

Redondeo

Algunas de las cifras y porcentajes incluidas en este Reporte están redondeadas y, por tanto, es posible que algunos totales no correspondan a la suma aritmética de las distintas partidas que los integran.

Otros datos

Algunas cifras en Dólares incluidas en este Reporte están acompañadas de su conversión a Pesos. A menos que se indique lo contrario, el tipo de cambio utilizado para dicha conversión fue de MXN\$13.0765 por USD\$1.00, que corresponde al tipo de cambio publicado por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación el 31 de diciembre de 2013.

Este Reporte incluye diversas cantidades expresadas en unidades de medición correspondientes al sistema inglés. El equivalente de dichas unidades en el sistema métrico decimal es el siguiente:

$$\begin{aligned}1 \text{ pie} &= 0.3048 \text{ metros} \\1 \text{ pie cuadrado} &= 0.092903 \text{ metros cuadrados} \\1 \text{ pie cúbico} &= 0.028317 \text{ metros cúbicos}\end{aligned}$$

Además, para fines de conveniencia y consistencia, las diversas medidas de capacidad y volumen o unidades térmicas (estipuladas en ciertos contratos, permisos, fuentes de información u otros documentos) se han convertido a unidades uniformes. En concreto, los volúmenes de gas natural se presentan en mpc, los volúmenes de GNL se presentan en metros cúbicos m³ y los volúmenes de Gas LP se presentan en bl. Para facilitar la comparación de las unidades de gas natural, GNL y Gas LP, se incluye entre paréntesis el valor térmico en mth de cada uno de dichos productos. Todas las conversiones son aproximadas. Los factores de conversión utilizados para estos efectos son los siguientes:

$$\begin{aligned}1 \text{ mpc de gas natural} &= 252 \text{ gigacalorías} \\1 \text{ mpc de gas natural} &= 1,040 \text{ millones de unidades térmicas británicas ("BTU")} \\1 \text{ mpc de gas natural} &= 1,097 \text{ gigajoules} \\1 \text{ mpc de gas natural} &= 1,040 \text{ decatermias} \\1 \text{ m}^3 \text{ de GNL} &= 23.0 \text{ millones de BTUs} \\1 \text{ mpc de gas natural} &= 0.01040 \text{ mth} \\1 \text{ mpc de etano} &= 0.017775 \text{ mth} \\1 \text{ m}^3 \text{ de GNL} &= 0.000229 \text{ mth} \\1 \text{ bl de Gas LP} &= 0.000055 \text{ mth}\end{aligned}$$

Descripciones de contratos y permisos

Este Reporte contiene descripciones resumidas de las disposiciones más importantes de diversos contratos y permisos. Dichas descripciones no pretenden ser detalladas o completas. Además, cabe mencionar que al igual que cualquier otro contrato o instrumento jurídico, los términos de dichos contratos o permisos pueden estar sujetos a interpretación.

b) Resumen ejecutivo

Este resumen no pretende contener toda la información que pueda ser relevante para tomar decisiones de inversión sobre los valores que aquí se mencionan. Por lo tanto, el público inversionista deberá de leer el Reporte anual en su totalidad, incluyendo la información financiera y las notas relativas antes de tomar una decisión de inversión. Se recomienda prestar especial atención a la sección de “Factores de Riesgo” de este documento, para determinar la conveniencia de efectuar una inversión en los valores emitidos por la Compañía.

La Compañía.

La Compañía se dedica al desarrollo, construcción y operación de grandes proyectos de infraestructura de energía en México. Nuestras operaciones en México incluyen varias líneas de negocios a lo largo de la cadena de valor del sector de gas y generación de electricidad que se encuentra abierta a inversión privada en México.

Los activos de la Compañía están distribuidos entre dos segmentos de negocios: (1) el segmento Gas, que incluye el transporte a través de gasoductos y almacenamiento de gas natural y Gas LP; el transporte de etano a través del Proyecto Etanoducto que se encuentra en construcción; el almacenamiento de GNL y la distribución de gas natural; y (2) el segmento Electricidad, que incluye la generación de electricidad en una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, así como en un parque eólico que se encuentra en construcción. Los activos de la Compañía generan ingresos principalmente a través de contratos a largo plazo denominados en Dólares con contrapartes que gozan de un alto nivel crediticio.

La Compañía fue una de las primeras empresas privadas en incursionar en la industria de la infraestructura de energía en México a mediados de la década de los noventa, tras la reforma del marco jurídico del sector de gas en 1995. Específicamente, esta reforma permitió la participación del sector privado en el almacenamiento, transporte y distribución de gas natural. En los últimos 17 años, la presencia de la Compañía como empresa líder en la inversión privada en el sector energía ha crecido considerablemente (tanto a través del desarrollo de proyectos *greenfield*, como de crecimiento orgánico y adquisiciones), habiendo invertido al 31 de diciembre de 2013 aproximadamente USD\$2,800 millones en obras de infraestructura de energía.

Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2013, la Compañía reportó ingresos consolidados por aproximadamente USD\$678 millones y una UAIDA ajustada de USD\$303 millones.

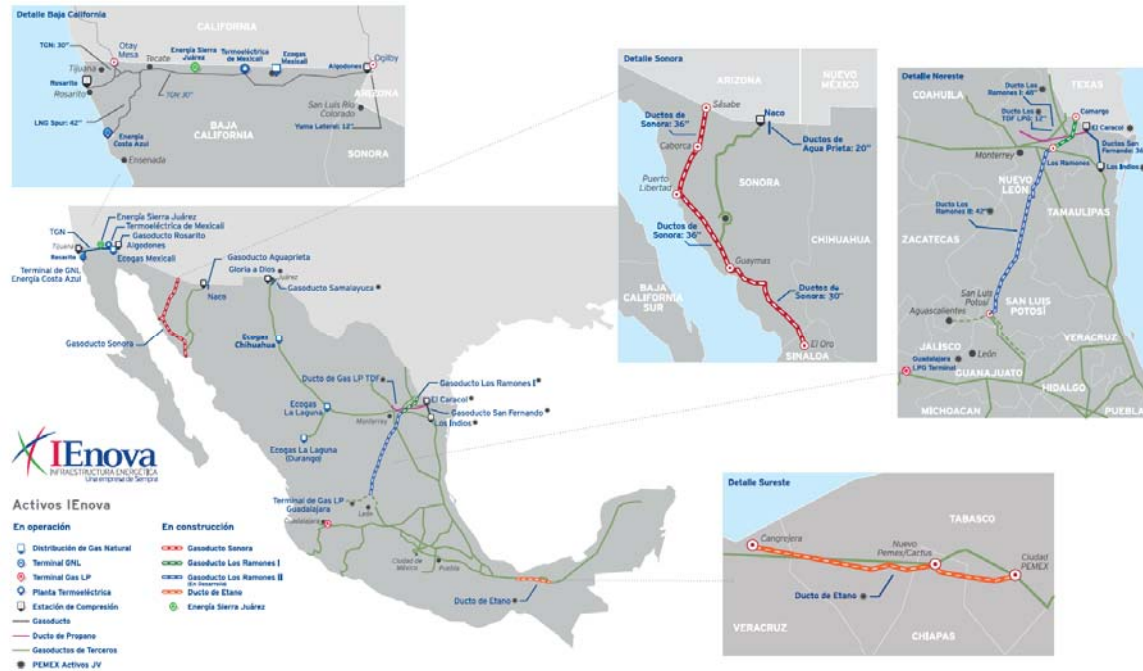
Los logros de la Compañía como empresa pionera en la inversión privada en el sector energía de México, incluyen lo siguiente:

- la Compañía fue la primera empresa del sector privado en ganar una licitación para la distribución de gas natural en México, tras la reforma del régimen legal de la industria en 1995;
- la Compañía construyó el primer gasoducto de gas natural en el estado de Baja California y ha sido la única desarrolladora de sistemas de transporte de gas natural de acceso abierto en dicho estado (que anteriormente no tenía acceso a los sistemas de gasoductos de México y los Estados Unidos);
- los sistemas de transporte de gas natural de la Compañía en Baja California permitieron que la CFE convirtiera sus plantas de generación de electricidad a base de combustóleo, a plantas que funcionan con gas natural. Además, la Compañía es el principal proveedor de gas natural para la CFE en el estado de Baja California;
- la Compañía es socia de Pemex Gas en un proyecto de coinversión en infraestructura de gas y petroquímica básicos;
- la Compañía construyó la primera Terminal de almacenamiento de GNL en la costa oeste del continente americano;
- la Compañía está construyendo el primer proyecto transfronterizo de generación de energía con fuentes renovables en México: el parque eólico Energía Sierra Juárez;
- la Compañía está construyendo el Proyecto Etanoducto, el primer sistema de ductos de etano privado en México; y
- la Compañía está construyendo el Gasoducto Sonora que tendrá una longitud total de aproximadamente 835 km y una capacidad combinada total de 1,280 mpcd (13.3 mthd), de conformidad con dos contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural que la CFE le adjudicó en octubre de 2012.
- la Compañía está desarrollando conjuntamente con PGPB el Gasoducto Los Ramones I y el Gasoducto Los Ramones Norte que tendrán una longitud total de 555 km y permitirán abastecer gas natural al norte, centro y occidente de México con la abundante producción de gas de los Estados Unidos.

Además de contar con activos a todo lo largo de la cadena de valor de la infraestructura para el sector energía, la Compañía ha mejorado su posición de mercado mediante la formación de asociaciones estratégicas. En 2010 la Compañía adquirió diversos

activos, incluyendo su participación del 50% en el negocio conjunto con Pemex Gas. Actualmente, este negocio conjunto se dedica al desarrollo, construcción y operación de sistemas de transporte de gas natural, Gas LP y etano, así como de terminales de almacenamiento de Gas LP y estará a cargo de la construcción y operación de los Gasoductos Los Ramones I y Los Ramones Norte.

El siguiente mapa muestra la ubicación de los principales activos de los dos segmentos de negocios de la Compañía.



Segmento Gas

- *Transporte de gas natural, Gas LP y Etano*
 - La Compañía es propietaria y operadora de varios sistemas de recepción, transporte, almacenamiento, compresión y entrega de gas natural y Gas LP en los estados de Baja California, Chihuahua, Jalisco, Nuevo León, Sonora y Tamaulipas. Estos sistemas incluyen:
 - más de 500 km de ductos con capacidad instalada para el transporte de más de 5,700 mpcd (59.3 mthd) de gas natural;
 - seis estaciones de compresión con potencia total superior a 155,000 caballos de fuerza;
 - 190 km de ductos con capacidad instalada para el transporte de 30,000 bld (1.6 mthd) de Gas LP; y
 - una terminal con capacidad total de almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mth) de Gas LP en la Terminal de Gas LP de Guadalajara.
 - Los activos actuales del negocio del segmento Gas incluyen el Gasoducto Rosarito, TGN, el Gasoducto Aguaprieta y los activos pertenecientes al negocio conjunto con Pemex Gas, en la que la Compañía tiene una participación del 50%. Este negocio conjunto es propietario del Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Ducto de Gas LP TDF, la Terminal de Gas LP de Guadalajara y se encuentra desarrollando el Proyecto Etanoducto, el Gasoducto Los Ramones I y participa con el 50% en el Gasoducto Los Ramones Norte.
- *Almacenamiento de GNL*

La Terminal de GNL, que entró en operación en 2008, está ubicada en Ensenada, Baja California y fue la primera terminal de recepción de GNL en la costa oeste del continente americano. Esta terminal recibe y almacena el GNL de sus clientes, regasifica dicho insumo y entrega el gas natural resultante al Gasoducto Rosarito, para su posterior distribución en Baja California y los Estados Unidos. El negocio de GNL de la Compañía también compra GNL por cuenta propia, para su almacenamiento y regasificación en esta terminal y su posterior venta a clientes independientes. La Terminal de GNL cuenta con una capacidad de almacenamiento de 320,000 metros cúbicos o m³ (73.3 MMTh) en dos tanques de 160,000 m³ (36.6 MMTh)

cada uno; y está diseñada para operar a una capacidad máxima de envío de 1,300 mpcd (13.5 mthd). La capacidad de la terminal equivale a aproximadamente una octava parte de las necesidades de consumo interno de gas natural del país.

- *Distribución de gas natural*

La Compañía es propietaria y operadora del sistema de distribución de gas natural Ecogas, que abarca tres zonas geográficas de distribución: Mexicali (que atiende a la ciudad de Mexicali), Chihuahua (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango). Este sistema, que está integrado por ductos con una longitud aproximada de 3,468 km, atiende actualmente a aproximadamente 99,000 clientes industriales, comerciales y residenciales.

Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2013, el segmento Gas de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$508 millones, equivalentes al 75% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA ajustada de USD\$290 millones, equivalentes al 95% de total de la UAIDA ajustada del año.

Segmento Electricidad

- *Generación de electricidad alimentada con gas natural*

La Compañía es propietaria y operadora de la planta de generación de energía Termoeléctrica de Mexicali, una planta de ciclo combinado con una capacidad de 625 MW, alimentada con gas natural, ubicada en la ciudad de Mexicali, Baja California. Esta planta, que entró en operación en junio de 2003, recibe gas natural a través de una interconexión con el Gasoducto Rosarito, lo cual le permite recibir tanto GNL regasificado producido por la Terminal de GNL, como gas importado de los Estados Unidos a través del sistema de North Baja Pipeline. La Termoeléctrica de Mexicali es una planta de ciclo combinado moderna y eficiente que utiliza avanzadas tecnologías ambientales que cumplen o superan los estándares aplicables tanto en México como en el estado norteamericano de California y es una de las plantas alimentadas con gas natural más limpias y de más bajo costo marginal, sujetas a la supervisión del WECC, que cubre la mayor parte de la región occidental de los Estados Unidos y partes de Canadá y el estado de Baja California. La planta está directamente interconectada a la red de la CAISO —en la subestación Imperial Valley— por una línea dedicada de transmisión de doble circuito de 230 kilovoltios; y es capaz de suministrar electricidad a una amplia gama de posibles clientes en el estado norteamericano de California. La Termoeléctrica de Mexicali había generado ingresos mediante la venta de electricidad a Sempra Generation, pero desde el 1 de enero de 2012, bajo un nuevo contrato, la Compañía vende electricidad en la región cubierta por la CAISO, y Sempra Generation actúa como agente para la comercialización y programación de dichas ventas. Aunque actualmente toda la producción de la planta está conectada a la red de los Estados Unidos, la interconexión física puede modificarse para entregar la totalidad o parte de la producción a la subestación La Rosita de la CFE, mediante la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente dos kilómetros, sujeto a la obtención de los permisos necesarios.

- *Generación de electricidad a partir de recursos eólicos*

El segmento Electricidad de la Compañía está desarrollando el potencial proyecto Energía Sierra Juárez —un parque eólico con una capacidad proyectada de hasta 1,200 MW—, que se construiría en varias etapas. Este proyecto está ubicado en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California. La etapa inicial del proyecto, consistente en la instalación de hasta 47 aerogeneradores (aproximadamente 155 MW), se ubicaría muy cerca de la frontera con los Estados Unidos, a 112 km de la ciudad de San Diego, California. La Compañía estima que esta etapa inicial requeriría una inversión total de aproximadamente USD\$320 millones. El proyecto se interconectará con el Sistema de Transmisión Suroeste (*Southwest Powerlink*), en la subestación East County que SDG&E tiene en la zona este del condado de San Diego, a través de una nueva línea de transmisión transfronteriza; y también podría llegar a conectarse directamente con la red de transmisión de México. La Comisión de Servicios Públicos de California (*California Public Utilities Commission*) aprobó la construcción de la subestación East County el 21 de junio de 2012. La Compañía inició la construcción del proyecto en 2013 y estima concluir en 2015. La Compañía anticipa que la totalidad de la electricidad generada por los hasta 47 aerogeneradores que se instalarán inicialmente (hasta aproximadamente 155 MW) se venderá a la filial de Sempra Energy, Energía Sierra Juárez U.S., la cual ha firmado con SDG&E un contrato de compraventa de electricidad con vigencia de 20 años.

Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2013, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$168 millones, equivalentes al 25% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA de USD\$15 millones, equivalentes al 5% de total de la UAIDA ajustada del año.

Desde 1995, la Compañía ha invertido aproximadamente USD\$2,800 millones en proyectos de infraestructura de energía a través de sus dos segmentos de negocios; y continuará invirtiendo en los proyectos actualmente en proceso de desarrollo y construcción tales como el proyecto del Gasoducto Sonora, el Proyecto Etanoducto, Gasoducto Los Ramones I, Gasoducto Los Ramones Norte y el parque eólico Energía Sierra Juárez, tanto en forma directa como a través de su negocio conjunto con Pemex Gas.

Dado su historial de éxito comprobado en el desarrollo y la operación de proyectos de infraestructura de energía en México y la colaboración con la CFE y Pemex Gas, la Compañía considera que está colocada en una buena posición para aprovechar las

oportunidades de desarrollo en el futuro. Asimismo, las nuevas disposiciones contenidas en los artículos constitucionales 25, 27 y 28 representan un cambio estructural para el sector energético mexicano.

Las Acciones de la Compañía cotizan en la BMV desde marzo de 2013. A partir del 2 de septiembre de 2013 la acción de IEnova forma parte del IPC de la BMV, el principal índice bursátil de México, mismo que está conformado por las 35 emisoras de mayor rango en términos de valor de capitalización y su rotación bursátil. Véase “Mercado de Capitales – Comportamiento de la acción en el mercado de valores”.

Acontecimientos recientes

Acuerdo con InterGen para la venta del 50% de la primera fase del proyecto de Energía Sierra Juárez. El 18 de abril de 2014, IEnova firmó a través de Controladora Sierra Juárez un acuerdo para la venta del 50% de las partes sociales representativas del capital de Energía Sierra Juárez, subsidiaria a cargo del desarrollo de la primera etapa del proyecto de generación de energía eólica denominado “Energía Sierra Juárez”. La transacción se encuentra sujeta a las aprobaciones correspondientes de las autoridades regulatorias en México y en los Estados Unidos.

Firma de un contrato de socios para el proyecto Ramones Norte. El 12 de marzo de 2014, a través de una subsidiaria de Gasoductos de Chihuahua, IEnova anunció la firma con TAG Pipelines de un contrato de socios, para acordar los términos y condiciones conforme a los cuales operaran conjuntamente la sociedad TAG Norte. El mismo día, TAG Norte firmó con PGPB un contrato para la prestación de servicios de transporte de gas natural integrados por la totalidad de la capacidad del sistema Ramones Norte, con una vigencia de 25 años contados a partir de la fecha de operación comercial programada para el último trimestre de 2015. Los efectos de este contrato están sujetos a la obtención de las autorizaciones correspondientes.

Resolución emitida por la Suprema Corte de Justicia de la Nación, referente al recurso de revisión en contra de la autorización de impacto ambiental para la Terminal de GNL. En mayo de 2003, Inmuebles Vista Golf, S.A. de C.V. interpuso ante la SEMARNAT un recurso de revisión en contra de la resolución emitida por dicha autoridad en abril de 2003, en virtud del cual otorgo a la Compañía la autorización de impacto ambiental otorgada a Energía Costa Azul, S. de R.L. para la “Terminal de Recibo, Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural”. El 7 de febrero de 2014, la Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, resolvió sobreseer el juicio y dejar sin material el amparo que la sociedad Inmuebles Vista Golf, S.A. de C.V. promovió en contra de cierta sentencia dictada en el juicio de nulidad a través de la cual el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa confirmó la validez de la autorización.

Eventos Relevantes

Contratación de financiamiento en Gasoductos de Chihuahua. El 5 de diciembre de 2013, el negocio conjunto con PGPB suscribió un contrato de crédito por US\$475 millones, el cual involucra el apalancamiento de un portafolio de activos con el propósito de financiar sus planes de expansión, incluyendo el proyecto de Los Ramones. La transacción fue totalmente suscrita por BBVA Bancomer, Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA Bancomer y Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ, LTD, quienes de manera conjunta realizaron la estructuración, colocación y coordinación de coberturas. El financiamiento, se contrató con un plazo de 13 años y tiene una estructura que permite el crecimiento futuro mientras asegura el repago de la deuda a través de un portafolio de activos.

Decreto y Pago de Dividendos. El 7 de octubre de 2013, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Compañía acordó decretar un dividendo en efectivo por US\$117 millones, equivalente a US\$0.101384 por acción. Este dividendo se pagó el 16 de octubre de 2013.

El 1 de marzo de 2013, la Compañía decretó dividendos por la cantidad de \$500.4 millones de Pesos (equivalentes a USD\$39 millones al tipo de cambio de MXN\$12.83 por USD\$1.00 publicado por el Banco de México el 28 de febrero de 2013) provenientes de estados financieros previamente aprobados por los accionistas de la Compañía.

Proyecto Gasoducto Los Ramones. El proyecto Gasoducto Los Ramones I, es un sistema de transporte de gas natural por ducto de aproximadamente 114 km de longitud, 48” de diámetro y una capacidad de transporte en su etapa final de 2.1 bpcd, con una trayectoria que iniciará en la frontera con los Estados Unidos en un punto cercano a la ciudad de Camargo, Tamaulipas y finalizará en Los Ramones, Nuevo León. El sistema de transporte se interconectará en el punto de origen en la frontera con el gasoducto “Agua Dulce-Frontera” y en el punto de destino con el gasoducto de aproximadamente 740 km de longitud y 42” de diámetro conocido como Los Ramones Norte. En julio de 2013, la Compañía suscribió a través de una subsidiaria de Gasoductos de Chihuahua, un contrato con Pemex Gas para la prestación del servicio de transporte de gas natural, por un plazo de 25 años y respecto de la totalidad de la capacidad de transporte del gasoducto Los Ramones I.

En octubre de 2013, Pemex anunció la implementación de Los Ramones II en dos segmentos: Los Ramones Norte y Los Ramones Sur. El Gasoducto Los Ramones Norte es un sistema de transporte de gas natural por ducto de aproximadamente 441 km de longitud incluyendo dos estaciones de compresión entre Los Ramones, Nuevo León y San Luis Potosí. La Compañía, a través de Gasoductos de Chihuahua y en sociedad con TAG Pipelines desarrollará Los Ramones Norte y en marzo de 2014

firmaron el Contrato de Socios para la operación conjunta de la sociedad TAG Norte. El mismo 12 de marzo de 2014, TAG Norte firmó con PGPB un Contrato para la Prestación de Servicios de Transporte de Gas Natural Integrados por la totalidad de la capacidad del sistema Los Ramones Norte, con una vigencia de 25 años contados a partir de la fecha de operación comercial programada para el último trimestre de 2015.

Celebración de contrato de servicios de formación de mercado. El 7 de junio de 2013, la Compañía anunció la celebración de un Contrato de Servicios de Formación de Mercado con Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México).

Celebración de contrato de suministro y garantía de aerogeneradores. El 21 de mayo de 2013, la Compañía anunció la celebración de un Contrato de suministro y garantía de aerogeneradores con Vestas WTG México, S.A. de C.V. en virtud del cual, entre otras cosas, las partes acordaron que: (i) ESJ, ESJ Turbinas y ESJ Turbinas II adquirirán de Vestas, conjuntamente, 47 aerogeneradores, así como la opción de adquirir 5 aerogeneradores más, (ii) IEnova actuará como garante de las obligaciones de ESJ Turbinas y ESJ Turbinas II bajo el Contrato de Suministro y (iii) Vestas prestará a ESJ servicios de mantenimiento de los aerogeneradores.

Celebración de contrato de construcción para el proyecto Sonora. El 21 de mayo de 2013, la Compañía anunció que como parte de la ejecución del proyecto Sonora para la construcción y operación de un sistema de transporte por ducto de aproximadamente 835 kilómetros, adjudicado en 2012 por la CFE a su subsidiaria Gasoducto de Aguaprieta, celebró con GDI SICIM Pipelines, S.A. de C.V.; un contrato llave en mano en relación con la construcción de dicho proyecto. GDI-SICIM es el consorcio conformado por la mexicana Grupo Desarrollo Infraestructura y la Internacional SICIM.

Desistimiento de ciertas demandas de amparo que se promovieron en contra de los procedimientos de licitación convocados por la CFE en 2012. En abril de 2013, las empresas Sásabe Pipelines, S. de R.L. de C.V. y Guaymas Pipelines, S. de R.L. de C.V., respectivamente se desistieron de las demandas de amparo que promovieron en contra de los procedimientos de licitación convocados por la Comisión Federal de Electricidad en 2012, cuyo objeto fue la construcción y operación de cuatro gasoductos en el Noroeste del país conocidos como Proyecto Norte-Noroeste y particularmente en contra de los fallos respecto de los segmentos Sásabe-Guaymas y Guaymas-El Oro, que fueron adjudicados a Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V., una empresa subsidiaria de la Compañía. Por lo anterior, el 15 de abril de 2013, los juzgados competentes resolvieron sobreseer ambos juicios de amparo y en tal virtud, los fallos en favor de la subsidiaria de la Compañía dejaron de estar controvertidos por estas empresas.

Permiso para exportación de energía a Energía Sierra Juárez, S. de R.L. Mediante Resolución RES/115/2013, de fecha 27 de marzo de 2013, la CRE consideró procedente dar por cumplida la condición resolutoria a la que estaba sujeto el permiso para exportación de energía eléctrica otorgado a Energía Sierra Juárez, S. de R.L. de C.V., empresa subsidiaria de la Compañía que está desarrollando el proyecto Energía Sierra Juárez. Lo anterior, en virtud de que la CFE emitió opinión favorable para la realización del proyecto. Cumplida la condición antes mencionada, se encuentra en pleno vigor y efectos el permiso E/932/EXP/2012 otorgado a la subsidiaria de la Compañía para exportar energía eléctrica con una capacidad total de 155 MW.

Oferta global de acciones. El 22 de marzo de 2013, la Compañía anunció la oferta pública inicial de acciones en México por 98,623,879 acciones ordinarias clase II, serie única, en MXN\$34.00 por acción. Al mismo tiempo, la Compañía fijó el precio de su oferta privada internacional, que se llevó a cabo en forma simultánea, consistente en 91,037,426 acciones ordinarias, a un precio de oferta igual al de la oferta pública registrada en México. La liquidación de ambas ofertas ocurrió el 27 de marzo de 2013. En la misma fecha se ejerció la opción de 30 días para comprar hasta un máximo de 28,449,195 acciones ordinarias a un precio de oferta igual al de las ofertas arriba mencionadas.

Las acciones ordinarias de estas ofertas representan de forma conjunta el 18.9% de la participación accionaria en la Compañía, incluyendo el ejercicio de la opción de 30 días para la compra de acciones adicionales. Los ingresos netos de las ofertas fueron MXN\$7,118 millones, una vez deducidos los descuentos o comisiones de colocación, comisiones y gastos. El destino de los recursos netos de las ofertas es para fines corporativos generales, incluyendo el financiamiento de sus planes de inversión y expansión actuales.

Cambio de denominación. En la asamblea general extraordinaria de accionistas celebrada el 1º de marzo de 2013, se resolvió cambiar la denominación social de la Compañía a Infraestructura Energética Nova, S.A. de C.V., y usar la marca comercial IEnova. IEnova consolida todos los activos de Sempra Energy en México, bajo una única estructura organizacional. Estas acciones reafirman su estrategia de mantener una operación independiente, que integre y consolide todos sus activos en México con una identidad propia.

Por resoluciones unánimes adoptadas fuera de Asamblea, el día 6 de marzo de 2013, los accionistas de la Compañía, adoptaron diversas resoluciones, entre las que se encuentra: Autorizar que, una vez que se autorizara la inscripción de las acciones representativas del capital social de la Compañía en el Registro Nacional de Valores, la Compañía adoptase la modalidad de sociedad anónima bursátil y en consecuencia, se reformase la Cláusula Primera de los estatutos sociales para modificar su denominación social a “Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.”

Emisión de Certificados Bursátiles. El 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó dos emisiones de certificados bursátiles por un monto total de principal de MXN\$5,200 millones (equivalentes a USD\$408 millones, al tipo de cambio de MXN\$12.7364 por

USD\$1.00 publicado por el Banco de México el 12 de febrero de 2013, la fecha en que se celebraron los contratos de swap de tipo de cambio detallados más adelante). El monto total de primera emisión fue de MXN\$3,900 millones (equivalentes a USD\$306 millones) con un plazo de 10 años a una tasa de interés fija de 6.30%, y el monto total de la segunda emisión fue de MXN\$1,300 millones (equivalentes a USD\$102 millones) a una tasa de interés equivalente a la TIIE, más 0.30%. La Compañía aplicó los recursos netos de ambas emisiones de deuda, equivalentes a aproximadamente USD\$405 millones, a repagar aproximadamente USD\$356 millones de deuda con filiales, así como al financiamiento de sus planes de expansión. El 12 de febrero de 2013, la Compañía celebró contratos de swaps con ciertas instituciones financieras, para mitigar el riesgo relacionado con el aumento de las tasas de interés y su exposición a las fluctuaciones en el tipo del cambio del Peso con motivo de la emisión de certificados bursátiles. En virtud de estos contratos, la Compañía obtuvo una tasa de interés fija para la emisión de certificados bursátiles a plazo de cinco años, y para ambas emisiones, convirtió a Dólares el monto principal y las tasas de intereses de las emisiones pagaderas en Pesos. Véase la sección “*Liquidez y fuentes de financiamiento—Deuda insoluta.*”

Contrato de Administración de Electricidad. En enero de 2013, la Compañía celebró un contrato de prestación de servicios de administración de electricidad con su filial Sempra Generation. De conformidad con este contrato, efectivo desde el 1 de enero de 2012, Sempra Generation actúa como agente de la Compañía para efectos de la comercialización y programación de las ventas de electricidad de la Termoeléctrica de Mexicali y, además, le proporcionará apoyo con respecto a ciertas funciones administrativas, operaciones de cobertura y cuestiones regulatorias en los Estados Unidos. Este contrato sustituyó al contrato que la Compañía y Sempra Generation tenían celebrado anteriormente respecto de la capacidad total de la Termoeléctrica de Mexicali.

c) Factores de riesgo

Toda inversión en los valores de la Compañía conlleva un alto grado de riesgo. Los inversionistas deben considerar cuidadosamente los riesgos descritos en esta sección antes de tomar cualquier decisión de inversión. Las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o los proyectos de la Compañía podrían verse afectados de manera adversa y significativa por cualquiera de estos riesgos. El precio de mercado de los valores de la Compañía podría disminuir debido a cualquiera de estos riesgos o a otros factores, y los inversionistas podrían perder la totalidad o una parte de su inversión. Los riesgos descritos en esta sección son aquellos que en la opinión actual de la Compañía pueden afectarla de manera adversa. Es posible que existan riesgos y factores adicionales que la Compañía desconoce o no considera importantes actualmente, que también podrían afectar de manera adversa y significativa sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus proyectos y/o el precio de mercado de sus Acciones. En esta sección, las expresiones en el sentido de que un determinado riesgo o factor incierto puede o podría tener o tendrá un “efecto adverso significativo” en la Compañía, o podría afectar o afectará “en forma adversa y significativa” a la Compañía, significan que dicho riesgo o factor incierto podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo, los proyectos y/o el precio de mercado de los valores de la Compañía.

Riesgos relacionados con las actividades y la industria de la Compañía

La Compañía opera en una industria altamente regulada y su rentabilidad depende de su capacidad para cumplir de manera oportuna y eficiente con las distintas leyes y reglamentos aplicables.

La Compañía opera al amparo de las leyes y reglamentos expedidos por diversas autoridades gubernamentales a nivel federal, estatal y municipal; y está obligada a obtener y mantener una gran cantidad de permisos, licencias y otras autorizaciones gubernamentales en relación con sus actividades. Además, en algunos casos los precios que la Compañía cobra por sus productos y servicios están sujetos a tarifas reguladas, establecidas por dichas autoridades. Esta regulación y estos permisos podrían limitar la flexibilidad operativa de la Compañía, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus Acciones. Por ejemplo, para obtener la opinión favorable de la COFECE con respecto a los permisos necesarios para el Gasoducto Rosarito, la Compañía se comprometió a vender las operaciones de su sistema de distribución de gas natural Ecogas en Mexicali. La Compañía asumió esta obligación en 2000 y ha hecho esfuerzos de buena fe para cumplir con la misma, pero hasta esta fecha no ha logrado identificar a un comprador de dichos activos. La Compañía ha dado aviso de dicha circunstancia a la COFECE y hasta ahora ésta no ha establecido una fecha límite para el cumplimiento de la citada obligación.

Las tarifas reguladas que la Compañía cobra a los usuarios de sus servicios son ajustadas periódicamente por la CRE en términos de lo dispuesto por la legislación aplicable, y pueden tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación y los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus Acciones. El desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura de energía podría requerir la obtención de permisos adicionales de la CRE, y la capacidad de la Compañía para obtener dichos permisos podría verse afectada por diversos factores, incluyendo los cambios en las políticas de dicha autoridad.

La Compañía no puede predecir el sentido en el que las leyes y reglamentos que rigen sus actividades se reformarán en el futuro, ni el efecto que este cambiante entorno regulatorio tendrá en sus operaciones. Además, dada la complejidad y duplicidad de los regímenes federales, estatales y municipales bajo los que opera la Compañía, es posible que de tiempo en tiempo ésta descubra la falta o el incumplimiento de uno o varios permisos necesarios. En el supuesto de demora en la obtención de cualquier

autorización o permiso necesario para las actividades de la Compañía, o que ésta no logre obtener o mantener cualquiera de dichas autorizaciones o permisos, podría verse en la imposibilidad de operar sus proyectos de infraestructura de energía o verse obligada a incurrir en costos adicionales, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus Acciones. Véase la sección “Actividades de la Compañía— Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales.”

La Compañía está sujeta a una gran cantidad de disposiciones en materia ambiental de salud y de seguridad que se pueden volver más estrictas en el futuro y pueden generar mayores responsabilidades y requerir mayores inversiones en activos.

Las actividades de la Compañía están sujetas a un exhaustivo sistema de disposiciones legales federales, estatales y municipales en materia de salud y seguridad ambiental, así como a supervisión por parte de las autoridades gubernamentales responsables de aplicar las leyes, reglamentos, normas oficiales y políticas expedidas por las mismas. Entre otras cosas, estas leyes, reglamentos y normas oficiales obligan a la Compañía a obtener y mantener licencias de salud y seguridad ambiental para la construcción y operación de sus instalaciones, incluyendo las dedicadas al almacenamiento, transporte y distribución de gas natural y Gas LP, y a la generación de energía eléctrica. Estas leyes, reglamentos y normas oficiales también pueden obligar a la Compañía a obtener y mantener los siguientes permisos y autorizaciones para la construcción y operación de sus instalaciones: autorizaciones y manifestaciones de impacto ambiental; autorizaciones de programas de prevención de accidentes; autorizaciones de cambio de uso en terrenos forestales; licencias de funcionamiento de instalaciones generadoras de emisiones a la atmósfera; licencias locales de uso de suelo y construcción; permisos y autorizaciones para la disposición de residuos, incluyendo residuos peligrosos, residuos que requieren tratamiento especial y residuos urbanos sólidos; títulos de concesión o permiso de uso y explotación de aguas y descarga de aguas residuales; y títulos de concesión de uso de zonas federales, construcción de infraestructura marítima o instalación de nuevos equipos. Véase la sección “Actividades de la Compañía—Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales.” La falta de obtención o la incapacidad de conservar estas autorizaciones, licencias, permisos y concesiones podría afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores.

Aun cuando se obtengan estas autorizaciones, permisos, concesiones y licencias, el cumplimiento de sus términos y condiciones podría resultar costoso, difícil o económicamente inviable, afectando las futuras actividades de la Compañía. Además, las autoridades gubernamentales podrían emprender acciones en contra de la Compañía por la falta de cumplimiento de las leyes, reglamentos, normas oficiales y políticas expedidas por las mismas. Estas medidas podrían incluir, entre otras, la imposición de multas u obligaciones de remediación, el embargo de la maquinaria y equipo, la revocación de las licencias, la clausura temporal o permanente de la totalidad o parte de una planta e, inclusive, prisión, cuando las violaciones a las disposiciones en materia ambiental constituyan delitos. El cumplimiento de disposiciones en materia de salud y seguridad ambiental más estrictas, incluyendo como resultado de cualquier instancia de contaminación ambiental de la que la Compañía llegue a resultar responsable en el futuro, podría forzar a la Compañía a distraer recursos con el objeto de efectuar inversiones en activos. Además, el cumplimiento de las leyes, reglamentos, normas oficiales y políticas en materia de salud y seguridad ambiental, incluyendo la obligación de obtener las licencias, permisos, concesiones y/o autorizaciones necesarias, podría ocasionar retrasos en los calendarios de construcción y modernización de los proyectos y/o instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural y generación de energía eléctrica de la Compañía. Los particulares también podrían emprender acciones legales para exigir el cumplimiento de las disposiciones aplicables en materia ambiental y el pago de daños por las lesiones personales o los daños en bienes que sufran como resultado de la falta de cumplimiento de las mismas. La falta de cumplimiento con lo dispuesto por estas autorizaciones, licencias, permisos y concesiones podría afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores.

Además, México es parte de diversos tratados internacionales en materia de la protección del medio ambiente. Dichos tratados, una vez ratificados por el senado, adquieren fuerza de ley. De conformidad con el Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte —un acuerdo paralelo al TLCAN—, cada uno de los países partes del TLCAN debe cerciorarse de la correcta y puntual observancia de sus leyes y reglamentos en materia ambiental. No obstante que el Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte no faculta a ninguna de las autoridades en materia ambiental de los tres países partes del TLCAN, para aplicar las leyes de otro país, en el supuesto de que alguno de dichos países incumpla con su obligación de aplicar sus leyes podrá verse sujeto al procedimiento de solución de conflictos establecido en el acuerdo, lo cual podría dar como resultado la imposición de multas y, en algunos casos, la suspensión de los beneficios derivados del TLCAN, lo que a su vez podría afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores.

La Compañía prevé que la regulación de sus actividades por las leyes y reglamentos federales, estatales y municipales en materia ambiental continuará aumentando y se volverá más estricta con el paso del tiempo, incluyendo como resultado de (1) la posible expedición de reglamentos de la nueva Ley General de Cambio Climático, (los cuales se anticipa impondrán un sistema interno de limitaciones a emisiones y comercio de permisos y de certificados de reducción que permitan al gobierno federal cumplir con sus metas de reducción de gases de efecto invernadero), (2) las reformas legales que permiten la interposición de demandas colectivas, que establecen la posibilidad y procedimiento para la formación de clases de demandantes que acumulan sus demandas de tipo ambiental en una sola demanda y (3) la publicación en el Diario Oficial de la Federación el 7 de junio de 2013 de

la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, la cual incrementa sustancialmente las responsabilidades relacionadas con los daños ocasionados al medio ambiente. Véase la sección “Regulación, permisos y cuestiones ambientales.” Aunque es difícil predecir el alcance y los efectos de las nuevas leyes y reglamentos en materia ambiental, las mismas podrían afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores.

La Compañía está expuesta a los altos costos de adquisición de GNL necesario para mantener en operación su Terminal de GNL.

Para que Terminal de GNL de la Compañía pueda operar, así como evitar que su equipo sufra daños como resultado de su expansión o contracción térmica durante su calentamiento y posterior enfriamiento, y para poder prestar servicios en el momento en que lo requieran los usuarios, sus tanques y tuberías deben mantenerse a una temperatura aproximada de -160°C o menos mediante el mantenimiento de cierto volumen mínimo de GNL en su sistema. Esta situación se puede lograr si uno o varios usuarios mantienen almacenada una cantidad suficiente de dicho insumo en la Terminal de GNL de la Compañía. Sin embargo, salvo por LNG Marketing —una subsidiaria de la Compañía que es cliente de la Terminal de GNL y se ha obligado a hacer esfuerzos razonables para suministrar a esta última ciertas cantidades de GNL a solicitud de la Compañía—, ningún usuario está obligado a efectuar entregas o a mantener inventarios mínimos de GNL y no hay garantía de que lo harán. LNG Marketing es la única usuaria de la Terminal de GNL que ha efectuado entregas de GNL a esta última. Con base en el precio de mercado del GNL en comparación con el precio del gas natural en los mercados normalmente atendidos por la Compañía mediante el GNL regasificado en su terminal, la Compañía no anticipa que los usuarios independientes Shell y Gazprom, entregarán GNL a la terminal en el futuro inmediato; y que LNG Marketing no entregará más de la cantidad mínima necesaria para mantener fría la terminal.

En el supuesto de que los usuarios de la Terminal de GNL no mantengan almacenado el volumen mínimo necesario de GNL, la Compañía se verá forzada a recurrir a la compra de GNL en el mercado para mantener fría su terminal. Si el costo de adquisición de dichos volúmenes resulta superior al precio al que la Compañía podrá vender el GNL regasificado en el mercado nacional, la Compañía podría sufrir pérdidas. Además, si la calidad del GNL entregado a la terminal difiere de los niveles de calidad históricos, o si las especificaciones aplicables al gas natural en México o los Estados Unidos se vuelven más restrictivas, la Compañía podría requerir una cantidad de GNL superior a la estimada para mantener fría su terminal. Los costos relacionados con la adquisición de GNL en el mercado podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

La Compañía depende y seguirá dependiendo de algunas de sus filiales para obtener ciertos servicios y financiamiento, y no puede garantizar que en el futuro logrará obtener dichos servicios o financiamiento a través de dichas filiales o de terceros.

La Compañía depende y prevé que seguirá dependiendo de que algunas de sus filiales le presten diversos servicios técnicos, administrativos y de administración. Además, la Compañía depende en cierta medida de dichas filiales para desarrollar y operar exitosamente sus proyectos de infraestructura de energía. La Compañía tiene celebrados con estas filiales diversos contratos de prestación de servicios que están descritos de manera más detallada en la sección “Operaciones con persona relacionadas y conflictos de interés”. Sin embargo, estas filiales no están obligadas a continuar prestando los servicios respectivos tras el vencimiento de sus contratos actuales. Aunque la Compañía tiene planeado seguir apoyándose en sus filiales para efectos de estos servicios, cabe la posibilidad de que en el futuro no logre obtenerlos de dichas filiales o de terceros a precios razonables o del todo. La incapacidad de la Compañía para obtener estos servicios técnicos, administrativos y de administración críticos en términos aceptables, podría afectar en forma adversa su capacidad para cumplir con sus obligaciones contractuales o ampliar sus operaciones; y podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

En el supuesto de que sus filiales no le otorguen créditos en el futuro, la Compañía podría verse en la imposibilidad de identificar fuentes de financiamiento alternativas, lo cual tendría un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. A pesar de que la Compañía considera que las tasas de interés y demás términos de los créditos otorgados por sus filiales son comparables a los que hubiese podido obtener en el mercado, no puede garantizar que efectivamente hubiera podido obtener créditos de parte de terceros a tasas de interés y en términos igualmente favorables que los pactados con sus filiales. Es posible que la Compañía no logre obtener financiamientos similares de parte de sus filiales o de terceros, ya sea a tasas de interés y términos razonables, o del todo. La incapacidad de la Compañía para obtener una cantidad suficiente de financiamiento a tasas de interés y otros términos aceptables, podría afectar en forma adversa su capacidad para cumplir con sus obligaciones contractuales o ampliar sus operaciones, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

Además, Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, ha garantizado algunas obligaciones financieras de esta última, incluyendo las obligaciones de LNG Marketing frente a la Terminal de GNL conforme al contrato de capacidad de almacenamiento con base firme y frente a las subsidiarias de transporte de gas natural conforme al contrato de servicios de transporte, así como con terceros. No existe garantía de que en el futuro Sempra Energy estará dispuesta a proporcionar este tipo de apoyo crediticio con respecto a los contratos comerciales celebrados por la Compañía, ni en cuanto a los términos que en su caso

exigirá a cambio de dicho apoyo. Además, la Compañía no puede garantizar que en el supuesto de que no logre obtener apoyo crediticio de parte de Sempra Energy en términos razonables desde el punto de vista comercial, o del todo, que podrá obtener dicho apoyo de parte de terceros independientes en términos razonables desde el punto de vista comercial, o del todo. La incapacidad de la Compañía para obtener apoyo crediticio podría limitar su capacidad para celebrar ciertos contratos comerciales o afectar en forma adversa los términos de los contratos que celebre, lo que a su vez podría afectar en forma adversa y significativa sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. Véase la sección “Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés.”

El resultado de ciertos procedimientos judiciales entablados en contra de la Compañía o en relación con los permisos o derechos de propiedad correspondientes a la Terminal de GNL, el proyecto de parque eólico y desarrollo del proyecto del Gasoducto Sonora, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Varias personas han interpuesto acciones ante la SEMARNAT o la PROFEPA, en contra de la autorización de impacto ambiental correspondiente a la Terminal de GNL; una persona ha interpuesto demanda de amparo administrativa para impugnar las autorizaciones, permisos, licencias y/o concesiones relacionados con la construcción y operación de dicha terminal; demanda de amparo que a la fecha está en trámite. A pesar de que a esta fecha la SEMARNAT y la PROFEPA se han pronunciado en contra de las partes actoras por lo que respecta a la autorización de impacto ambiental de la Compañía, dichas personas han recurrido las resoluciones emitidas por las autoridades. En relación con una de estas acciones, el 7 de febrero de 2014 la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió sobreseer el juicio de amparo promovido por Inmuebles Vista Golf, S.A. de C.V. y consecuentemente dejar sin materia el amparo adhesivo iniciado por Energía Costa Azul, dejando intocada la sentencia dictada en el juicio de nulidad a través de la cual el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa confirmó la validez de la autorización del impacto ambiental de la terminal de ECA. En el supuesto de que las acciones interpuestas por estas personas prosperen en última instancia en contra de la Compañía, la autorización de impacto ambiental o los permisos para la Terminal de GNL podrían ser objeto de modificación (o, en caso extremo, podrían ser declarados nulos). En la medida en que cualesquiera modificaciones obliguen a la Compañía a efectuar inversiones adicionales para cumplir con medidas o condiciones de mitigación más estrictas, las operaciones de la Terminal de GNL podrían verse afectadas en forma adversa y significativa. En el supuesto de que la autorización de impacto ambiental o uno o varios de los permisos correspondientes a la Terminal de GNL se declaren nulos, la terminal podría verse en la imposibilidad de continuar operando y ello podría dar lugar al incumplimiento de uno o varios de los permisos o contratos de la Compañía. Cualquier modificación o declaración de nulidad de la autorización de impacto ambiental o de uno o varios de los permisos relacionados con la Terminal de GNL podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La Compañía también está involucrada en conflictos relacionados con los derechos de propiedad de los inmuebles donde se ubica la Terminal de GNL. En el supuesto de que la Compañía no logre defender y conservar sus derechos de propiedad de los inmuebles donde se ubica la Terminal de GNL, podría perder la posesión y el uso de dichos inmuebles y las correspondientes instalaciones o terminales, lo cual podría dar lugar al incumplimiento de uno o varios de los permisos o contratos relacionados con dichos inmuebles, instalaciones y/o terminales. En el supuesto de que la Compañía se vea privada de la posesión y el uso de estos inmuebles, sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas podrían verse afectados de manera adversa y significativa.

Una Organización No Gubernamental interpuso un juicio de nulidad ante un Tribunal Federal Administrativo, en contra de la autorización de impacto ambiental otorgada por la SEMARNAT para la construcción y operación del proyecto (sólo en cuanto a los aspectos ambientales, dado que existen otros permisos relacionados con el mismo). En caso de que el juicio de nulidad prosperara, se tendría que ver cuál sería el sentido de la sentencia, esto es, si sería, para modificar ciertos aspectos del proyecto o imponer medidas adicionales para proteger los recursos naturales y la flora y la fauna. En todo caso, Energía Sierra Juárez tendría a su alcance el juicio de amparo para revertir dicha decisión del Tribunal Administrativo o para el caso de que sólo se le impongan medidas adicionales de protección ambiental, ESJ podría acatarlas y su proyecto no quedaría paralizado ni invalidado.

En 2012, uno de los participantes en los procesos de licitación pública convocadas por la CFE, para la construcción y operación de cuatro gasoductos en los estados de Sonora y Sinaloa, presentó una demanda para un juicio de amparo ante los juzgados de distrito en México, D. F., en contra del procedimiento de licitación respecto del segmento Sásabe-Puerto Libertad-Guaymas y la adjudicación en favor Gasoducto de Aguaprieta. El participante, Sásabe Pipeline, S. de R. L. de C. V.; demandó como responsables a 11 diferentes autoridades gubernamentales, incluyendo a la CFE, al Presidente de la República y a la Secretaría de Energía. Otra empresa perteneciente al mismo grupo empresarial denominada Guaymas Pipelines, S. de R.L. de C.V. interpuso otra demanda de amparo bajo las mismas características que la anteriormente detallada, en contra del procedimiento de licitación respecto del segmento Guaymas-El Oro y la adjudicación a favor de Gasoducto de Aguaprieta. El 15 de abril de 2013, las empresas Sásabe Pipelines, S. de R.L. de C.V. y Guaymas Pipelines, S. de R.L. de C.V., respectivamente, se desistieron de las demandas de amparo que promovieron en contra de los procedimientos de licitación convocados por la CFE en 2012, cuyo objeto fue la construcción y operación de cuatro gasoductos en el Noroeste del país conocidos como Proyecto Norte-Noroeste y particularmente en contra de los fallos respecto de los segmentos Sásabe-Puerto Libertad-Guaymas y Guaymas-El Oro, que fueron adjudicados a Gasoducto de Aguaprieta. Por lo anterior, los juzgados competentes resolvieron sobreseer ambos juicios de amparo y en tal virtud, los fallos en favor de Gasoducto de Aguaprieta dejaron de estar controvertidos por estas empresas.

La Compañía ha invertido y continúa invirtiendo una cantidad considerable de tiempo y recursos financieros en la defensa de estos juicios y en las investigaciones y los procedimientos regulatorios relacionados con los mismos. La incertidumbre inherente a los procedimientos contenciosos le impide a la Compañía estimar con un grado razonable de certeza el monto total de los costos relacionados con la solución de estos conflictos y los efectos de los mismos. Además de los procedimientos antes descritos, de tiempo en tiempo la Compañía se ve involucrada en otros litigios y procedimientos administrativos derivados de reclamaciones con respecto a sus bienes y operaciones, incluyendo reclamaciones por parte de proveedores y usuarios, autoridades reguladoras y fiscales, vecinos y activistas ambientales, así como demandas laborales. El resultado de estos procedimientos podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores. Para mayor información con respecto a los procedimientos judiciales y administrativos en los que está involucrada la Compañía, véase la sección “Actividades de la Compañía—Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales.”

Algunas autoridades gubernamentales están facultadas para revocar los permisos de la Compañía por diversos motivos, algunos de los cuales se encuentran fuera del control de esta última.

Los permisos otorgados por la CRE (incluyendo el permiso de almacenamiento de GNL, los permisos de transporte, los permisos de distribución y los permisos de generación de electricidad) son esenciales para la operación de los proyectos de la Compañía; y a falta de los permisos necesarios de parte de la CRE para la operación de un determinado proyecto, la Compañía se vería en la imposibilidad de continuar operando dicho proyecto.

La CRE puede revocar los permisos otorgados por la misma por cualquiera de las causas previstas en la Ley del Artículo 27 Constitucional, incluyendo (1) la realización de prácticas discriminatorias y la violación de los precios y tarifas establecidas por la CRE; (2) la cesión, gravamen o transferencia de los permisos en contravención de lo dispuesto por dicha ley; y (3) la falta de ejercicio de los derechos conferidos por los permisos, durante los plazos establecidos en los mismos. Además, los permisos de la Compañía están sujetos a revocación bajo ciertos supuestos, incluyendo la falta de cumplimiento de las obligaciones establecidas en las NOM o en las condiciones generales para la prestación del servicio respectivo y la suspensión parcial o total de las operaciones del sistema o las instalaciones sin causa justificada o sin autorización de la CRE.

La terminación anticipada de cualquiera de los permisos de la Compañía, la suspensión de las operaciones de cualquiera de sus proyectos o la modificación de los términos en los que está autorizada a operar cualquiera de sus activos, como resultado de la modificación de sus permisos a solicitud de la CRE, podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores.

Los desastres naturales, accidentes y actos de terrorismo o delincuencia podrían afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores.

Las instalaciones de la Compañía, incluyendo la Terminal de GNL, sus sistemas de transporte de gas, sus plantas de generación de electricidad y sus edificios de oficinas, están expuestas a sufrir daños como resultado de desastres naturales, accidentes y actos de terrorismo o delincuencia. Prácticamente todos los activos de la Compañía están ubicados en las zonas norte y centro del país, que son susceptibles a temblores e incendios forestales. En abril de 2010, un temblor ocurrido en las inmediaciones de la Termoeléctrica de Mexicali ocasionó daños por un monto aproximado de USD\$6.8 millones y provocó trastornos en sus operaciones durante el período de aproximadamente seis semanas que tomó la conclusión de las reparaciones necesarias. Las reparaciones necesarias derivadas del terremoto incluyen reparaciones temporales para el tanque de almacenamiento de agua de la termoeléctrica. Actualmente la Compañía está en proceso de reemplazar dicho tanque; el cual está en proceso de adecuación y no está en operaciones. La Compañía anticipa poner en servicio el nuevo tanque durante el tercer trimestre del 2014. Además, en septiembre y octubre de 2012, ciertos activos pertenecientes a PEMEX (ubicados a un costado del Ducto de Gas LP TDF y de la Terminal de gas LP de Guadalajara), sufrieron explosiones que interrumpieron temporalmente la operación del Ducto de Gas LP TDF de Guadalajara (sin embargo, estos acontecimientos no tuvieron un efecto significativo en la condición financiera de la Compañía). De llegar a ocurrir otros incidentes similares, éstos podrían provocar trastornos operativos significativos e importantes disminuciones en los ingresos de la Compañía, o significarle costos adicionales considerables. Cualquier incidente de este tipo podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado e sus valores .

Dependiendo de la naturaleza y ubicación de las instalaciones afectadas, cualquiera de los incidentes antes descritos también podría provocar incendios, fugas, explosiones, derrames u otros daños considerables a los recursos naturales o los bienes de terceros, o causar lesiones personales o muertes. Cualquiera de estas consecuencias podría dar lugar a la interposición de reclamaciones significativas en contra de la Compañía. El costo de las pólizas de seguro contra algunos de estos riesgos podría aumentar considerablemente o podría resultar imposible obtener cobertura contra los mismos; y los pagos de seguros recibidos por la Compañía podrían resultar insuficientes para cubrir sus pérdidas o responsabilidades, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, su proyectos y/o el precio de mercado de sus valores.

Las actividades de la Compañía pueden no ser exitosas y los proyectos en construcción pueden no iniciar operaciones en los tiempos esperados, lo que puede incrementar significativamente sus costos e impactar de manera importante la capacidad de la Compañía de recuperar las inversiones realizadas.

La adquisición, desarrollo, construcción y expansión de las terminales de recepción, los sistemas de distribución de gas natural y Gas LP o los gasoductos, terminales de almacenamiento y distribución, las instalaciones de generación de electricidad, y otros proyectos de infraestructura energéticos conllevan un sinnúmero de riesgos. La Compañía podría desembolsar cantidades importantes en, o tener gastos de, ingeniería, obtención de permisos, abasto de combustible, exploración de recursos, legales y otros gastos antes de estar en posibilidades de determinar la factibilidad, beneficio económico y posibilidad de construcción de un proyecto.

El éxito en el desarrollo de un proyecto en particular depende, entre otras cosas, de:

- Obtención de los derechos de propiedad;
- Negociación satisfactoria de contratos de ingeniería, construcción y aprovisionamiento;
- Contratos de suministro de gas natural o electricidad o de capacidad a largo plazo;
- Implementación oportuna y terminación satisfactoria de la construcción;

La terminación exitosa de un determinado proyecto podrá verse negativamente afectada por varios factores, incluyendo:

- Problemas imprevistos de ingeniería;
- Retrasos en la construcción o deficiencias en el desempeño de los contratistas;
- Huelgas, paros laborales o boicots;
- Oferta de equipo;
- Condiciones climáticas adversas;
- Condiciones ambientales y geológicas;
- Oposición y controversias por organizaciones ambientales no gubernamentales;
- Riesgos relacionados con proyectos empezados, tales como vicios ocultos, responsabilidades ambientales asumidas y problemas de derecho de vía; y
- Aumentos en costos no anticipados derivados con condiciones ambientales adversas conocidas o no, incluyendo costos de cumplimiento de leyes ambientales.

Por ejemplo, la primera fase de nuestro parque eólico Energía Sierra Juárez está actualmente en construcción, en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California, y en proceso de obtención de financiamiento de largo plazo. Igualmente, estamos en pleno desarrollo de aproximadamente 835 km del Gasoducto Sonora, y, a través de nuestro negocio conjunto con Pemex Gas, aproximadamente 224 km del Proyecto Etanoducto, el Gasoducto Los Ramones I con 114 km y el Gasoducto Los Ramones Norte con 441 km y dos estaciones de compresión. Además de los riesgos de construcción de cada proyecto, consideramos que de tiempo en tiempo requeriremos permisos adicionales o modificación de los permisos existentes, y adquisiciones de derechos de vía o servidumbres.

Si la Compañía se ve impedida o elige no finalizar el desarrollo de algún proyecto, la Compañía podría verse imposibilitada para recuperar su inversión en dichos proyectos o verse en la necesidad de realizar pagos bajo sus obligaciones de desempeño, lo que podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

La Compañía podría no ser exitosa en la obtención de nuevos proyectos de infraestructura

El mercado de suministro de Gas LP es altamente competitivo, y actualmente se están construyendo nuevos gasoductos para cubrir la demanda de Gas LP en cada uno de los mercados cubiertos por los gasoductos de la Compañía. Los gasoductos de la Compañía compiten principalmente con los de otras Compañías que transportan, almacenan y distribuyen gas natural y Gas LP. Algunos de estos competidores pudieran expandirse y construir nuevos sistemas que crearían competencia adicional a los servicios que la Compañía presta a sus clientes. Adicionalmente, las proyecciones contenidas en este documento en relación con el crecimiento del sector de energía en México podrían no ser correctas en última instancia. La incapacidad de obtener nuevos proyectos de infraestructura energética podría afectar el crecimiento de la Compañía, lo que podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus Acciones.

Las actividades de la Compañía requieren grandes cantidades de capital y, en consecuencia, los cambios sustanciales en sus necesidades de capital podrían afectar en forma adversa y significativa sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

Toda ampliación de las operaciones de la Compañía requerirá grandes cantidades de capital y la inversión de sumas considerables. El monto y la fecha de las inversiones y erogaciones relacionadas con el desarrollo de cualquier nuevo proyecto dependerán en parte de la situación del mercado y es posible que la Compañía no logre estimar acertadamente la fecha y el monto de las inversiones de capital y los gastos relacionados con sus nuevos proyectos.

En la medida en que la Compañía no cuente con suficientes recursos internos para financiar el desarrollo de sus nuevos proyectos, podría verse obligada a recurrir a fuentes de financiamiento externas que podrían estar sujetas a ciertas limitaciones en cuanto a la disponibilidad de crédito y/u otras alternativas financieras, o a incrementos en las tasas de interés o los márgenes aplicables. En el supuesto de que la situación de los mercados crediticios sea desfavorable, la Compañía podría verse forzada a financiar sus operaciones e inversiones en activos a un costo más alto o en términos por demás desfavorables; o podría verse en la imposibilidad de recaudar la cantidad de capital necesaria para sostener sus operaciones. Lo anterior podría obligar a la Compañía a reducir sus inversiones en activos y podría incrementar sus costos de financiamiento, lo que a su vez podría provocar una disminución en su rentabilidad a corto y largo plazo y, en consecuencia, tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

Como resultado de sus contratos de suministro de servicios o insumos a largo plazo y a precio fijo, la Compañía está expuesta a los riesgos relacionados con la inflación, las tasas de interés, los tipos de cambio y la calidad crediticia de sus contrapartes.

En términos generales, la Compañía procura negociar contratos de suministro a largo plazo con sus usuarios a fin de maximizar el uso de sus activos, reducir la volatilidad de sus ganancias y respaldar la construcción de nuevos proyectos de infraestructura. Sin embargo, si estos contratos establecen el pago de precios fijos (es decir, que no estén sujetos a ajuste con base en la inflación), la rentabilidad de los mismos podría verse afectada en forma adversa y significativa por las presiones inflacionarias tales como el incremento de los costos de operación, los precios de los insumos y el combustible, los costos de la mano de obra y los materiales y equipos, y las tasas de interés (que afectan los costos de financiamiento), así como por las fluctuaciones en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar. Además, las contrapartes de los contratos a largo plazo celebrados por la Compañía podrían incumplir con sus obligaciones contractuales. Cualquiera de estos factores podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La operación de los activos de la Compañía involucra una gran cantidad de riesgos operativos, riesgos de disponibilidad, riesgos tecnológicos y otros riesgos que se encuentran fuera de su control.

La operación de la Terminal de GNL, los gasoductos, los sistemas de distribución y las instalaciones de generación de electricidad involucra una gran cantidad de riesgos, incluyendo los siguientes:

- la posibilidad de que el nivel de desempeño en términos de eficiencia o capacidad producida resulte inferior al esperado;
- paros debido a desgaste, defectos, errores de diseño, descompostura o falla de los equipos o procesos, o escasez de equipos de remplazo, refacciones o consumibles tales como grasa y aceite;
- costos de operación y mantenimiento imprevistos;
- falta de apego conforme a las especificaciones de diseño;
- errores de los operadores; y
- el ejercicio del poder de dominio eminente del gobierno, u otros acontecimientos similares.

La manifestación de cualquiera de estos riesgos podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Las operaciones de la Compañía dependen de un número limitado de usuarios con los que tiene celebrados contratos a largo plazo.

Bajo los contratos de capacidad a largo plazo en la Terminal de GNL que la Compañía tiene celebrados con Shell, Gazprom y LNG Marketing, estos usuarios pagan a la Terminal de GNL ciertas tarifas por reserva de capacidad para la recepción, almacenamiento y regasificación de su GNL. La Compañía también tiene celebrados contratos de capacidad a largo plazo para el transporte de gas natural y Gas LP con un reducido número de usuarios clave, incluyendo Pemex Gas, la CFE, Shell, Gazprom, Intergen y LNG Marketing. De conformidad con estos contratos, los usuarios pagan ciertas tarifas por reserva y uso de capacidad para la recepción, transporte y entrega de gas natural o Gas LP, según sea el caso, a través de los gasoductos de la Compañía. Adicionalmente, bajo el contrato de compraventa de electricidad que la Compañía tenía celebrado con una filial estadounidense,

Sempra Generation, el cual estuvo en vigor hasta el 31 de diciembre de 2011, Sempra Generation pagaba a la Compañía una tarifa por la electricidad que le generó la Compañía en la Termoeléctrica de Mexicali. Después de reconocer los efectos de la consolidación de los ingresos interCompañías recibidos de LNG Marketing, en 2013 los cuatro principales usuarios de la Compañía representaron, en conjunto, aproximadamente el 77% de los ingresos de la Compañía. Durante el 2013, fuera de estas cuatro fuentes de ingresos, ningún otro usuario representó más del 4% de los ingresos de la Compañía. El usuario mayoritario en 2013 representaba por sí aproximadamente el 25% de los ingresos de la Compañía.

Shell ha obtenido apoyo crediticio de BNP Paribas por un monto de USD\$210.6 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios de capacidad de almacenamiento de GNL suministrados por la Compañía (cantidad que puede disminuir durante la vigencia del contrato), así como apoyo crediticio de Shell Finance (Netherlands) B.V. por un monto de hasta USD\$95.6 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios de transporte. Gazprom ha obtenido apoyo crediticio de BNP Paribas y Barclays Bank plc por un monto total de USD\$73.2 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios de capacidad de almacenamiento de GNL suministrados por la Compañía. LNG Marketing ha obtenido apoyo crediticio de Sempra Energy por un monto de USD\$282 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios de capacidad de almacenamiento de GNL suministrados por la Compañía; y por USD\$171.5 millones para cubrir sus obligaciones con respecto a los servicios de transporte. Sin embargo, no existe garantía de que las citadas cantidades serán suficientes para cubrir los daños sufridos por la Compañía en el supuesto de que alguno de estos usuarios incumpla con sus obligaciones contractuales.

En términos generales, estos contratos están sujetos a (1) terminación anticipada por incumplimiento de las obligaciones de alguna de las partes, o en caso de insolvencia de alguna de las partes; (2) suspensión o terminación por causas de fuerza mayor fuera del control de las partes; y (3) restricciones sustanciales en cuanto a los recursos de las partes contra otros tipos de incumplimiento, incluyendo limitaciones en cuanto al monto de los daños pagaderos, que podrían resultar sustancialmente inferiores a los necesarios para recuperar el importe total de los costos ocasionados por el incumplimiento. Además, la Secretaría de la Función Pública y la CFE pueden dar por terminados en forma anticipada los contratos celebrados entre esta última y la Compañía en el supuesto de que consideren que ello es del interés público, siempre y cuando acrediten previamente que el cumplimiento de un determinado contrato causaría pérdidas y daños a la Nación, o cuando por causa justificada la CFE deje de requerir el servicio de abasto de gas natural, sujeto en todo caso al derecho de audiencia de la Compañía y a los demás procedimientos aplicables.

En el supuesto de que alguna o varias de las contrapartes de la Compañía incumpla o se vea en la imposibilidad de cumplir oportunamente con sus obligaciones contractuales, o de que alguno de estos contratos se dé por terminado en forma anticipada, las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores, podrían verse afectados en forma adversa. Además, la Compañía no puede garantizar que en caso de que alguno de estos contratos se dé por terminado, logrará celebrar contratos de capacidad de almacenamiento de GNL o transporte de gas natural a largo plazo con otros usuarios, ya sea en términos favorables o del todo. De no poder hacerlo, sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores podrían verse afectados en forma adversa.

La adecuada operación de la infraestructura de energía de la Compañía depende de ciertos proveedores clave, incluyendo una filial de su accionista controlador.

Las actividades de la Compañía dependen de que ciertos proveedores clave cumplan con sus respectivos contratos. En particular, las operaciones de almacenamiento de GNL de la Compañía han dependido de que Sempra Natural Gas suministre una cantidad adecuada de GNL para mantener la terminal lo suficientemente fría para operar de manera ininterrumpida, y para la venta de gas natural a los usuarios. Desde el inicio de operaciones de la Terminal de GNL, la Compañía no ha podido obtener de Sempra Natural Gas las cantidades de GNL necesarias para cumplir con la totalidad de las obligaciones contractuales de LNG Marketing frente a los usuarios de gas natural usando GNL regasificado. Sin embargo, Sempra Natural Gas está en posibilidad de comprar y entregar las cantidades necesarias de gas en la frontera con los Estados Unidos; y realiza pagos a LNG Marketing para cubrir los costos fijos relacionados con la capacidad de almacenamiento contratada con la Terminal de GNL y los gasoductos, en la medida en que suministre un volumen anual de GNL inferior al pactado y, en consecuencia, no utilice la totalidad de la capacidad reservada. Esta obligación de pago ha sido suficiente para cubrir las pérdidas que LNG Marketing hubiera sufrido en caso contrario en los últimos años. Las operaciones del sistema de distribución Ecogas dependen principalmente del suministro de gas natural por parte de Pemex Gas y British Petroleum, para su posterior venta a los usuarios. Si alguno de estos proveedores clave incumple con sus obligaciones de suministro, la Compañía podría incurrir en gastos considerables y, en algunos casos, se vería expuesta a los riesgos relacionados con la volatilidad del precio de los insumos, lo que podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

La Compañía también está expuesta al riesgo de que los proveedores que tienen adeudos económicos o de abasto de insumos como resultado de la celebración de operaciones de mercado u otros contratos a largo plazo, incumplan con sus obligaciones contractuales. En dicho supuesto, la Compañía podría verse obligada a contratar coberturas adicionales o a cumplir con los contratos subyacentes mediante la compra de insumos a otros proveedores a los precios de mercado vigentes. Esto podría ocasionar pérdidas adicionales en la medida de las cantidades pagadas a los proveedores responsables del incumplimiento. Además, los problemas financieros enfrentados por los proveedores de la Compañía podrían dar lugar a incrementos en los costos de la misma o afectar en forma adversa las operaciones de su infraestructura de energía.

La situación financiera de cualquiera de los proveedores de la Compañía puede verse afectada por una gran cantidad de factores —incluyendo desastres naturales, accidentes o actos de terrorismo— que a su vez pueden afectar la capacidad de los mismos para cumplir con sus obligaciones frente a la Compañía. Los términos de pago estipulados en los contratos entre la Compañía y sus proveedores se consideran normales en sus respectivos mercados. Sin embargo, cualquier cambio significativo en los términos de pago pactados con los proveedores estratégicos podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La capacidad de la Compañía para suministrar gas natural depende de servicios y activos de los que no es propietaria o que no se encuentran bajo su control.

Las instalaciones de la Compañía están interconectadas a instalaciones ubicadas fuera de las zonas que atiende. Por tanto, la Compañía depende frecuentemente de líneas de transmisión de electricidad, gasoductos y otras instalaciones de transporte propiedad de terceros y/u operadas por terceros, para poder:

- entregar la electricidad, el gas natural y el Gas LP vendidos a sus clientes;
- suministrar gas natural a sus plantas de generación de electricidad;
- suministrar servicios de energía a usuarios finales; y
- abastecerse de gas natural y Gas LP para su posterior venta a sus clientes.

Si el servicio de transporte se interrumpe o la capacidad resulta inadecuada, la capacidad de la Compañía para vender y entregar sus productos y servicios podría verse afectada; y la Compañía podría resultar responsable de los daños incurridos por sus clientes, incluyendo los costos adicionales relacionados con la adquisición de gas natural o Gas LP de fuentes alternativas a los precios vigentes en ese momento en el mercado *spot*, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

En el supuesto de que los insumos transportados en los sistemas de la Compañía no cumplan con ciertas especificaciones, los gasoductos o mercados con los que ésta se encuentra interconectada podrían rechazar dichos productos.

Las NOM establecen las especificaciones con las que deben cumplir los productos transportados en los sistemas de ductos de gas natural y Gas LP. Estas especificaciones incluyen requisitos tales como el punto de condensación, la composición, la temperatura y el contenido de componentes extraños (incluyendo agua, azufre, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno) de los hidrocarburos. En el supuesto de que la mezcla total de los productos entregados a un determinado gasoducto o mercado no cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en las NOM, la Compañía deberá revelar dicha circunstancia tanto al productor como al gasoducto o mercado aplicable. Dicho gasoducto o mercado podría rehusarse a aceptar la totalidad o parte de los productos inadecuados programados para entrega, lo cual podría reducir los volúmenes de procesamiento de insumos o los ingresos de la Compañía y podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

La Compañía no es propietaria de todos los inmuebles donde se ubican sus gasoductos, instalaciones y demás infraestructura, por lo que sus operaciones podrían sufrir trastornos como resultado de actos realizados por los propietarios. Además, la demora en la obtención o la imposibilidad de obtener la liberación de los derechos de vía de los inmuebles por los que cruzarán algunos de los proyectos que se encuentran en proceso de construcción, podría provocar incrementos en costos y retrasos significativos en el inicio de operaciones.

La Compañía no es propietaria de todos los inmuebles en los que están construidos sus gasoductos, instalaciones y demás infraestructura, incluyendo sus líneas de transmisión y gasoductos. Por lo general, la Compañía adquiere los derechos para construir y operar sus gasoductos y demás infraestructura en terrenos pertenecientes a terceros o a las autoridades gubernamentales, durante cierto período de tiempo. Por tanto, si en el futuro se determina que la Compañía no cuenta con derechos de vía o arrendamientos válidos, o si dichos derechos o arrendamientos vencen o se dan por terminados por adelantado, la Compañía podría verse expuesta a términos más onerosos o incrementos en costos para obtener los derechos de uso de estos inmuebles. La pérdida de estos derechos en el supuesto de que la Compañía no logre renovar los derechos de vía o arrendamientos correspondientes, podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas o el precio de mercado de sus valores.

En caso de demoras en la obtención de los derechos de vía para los inmuebles donde se construirán sus proyectos, o de imposibilidad de obtener dichos derechos, la Compañía podría enfrentar retrasos en las obras de construcción o incrementos de costos. Los proyectos requieren que el gobierno federal, el permisionario, o ambos, obtengan autorización para utilizar los inmuebles de terceros para construir y operar un determinado proyecto. Si la Compañía no obtiene oportunamente los derechos de vía correspondientes, podría incurrir en costos adicionales y retrasos en el inicio de operaciones. Además, en el supuesto de que resulte imposible obtener los derechos de vía, la Compañía podría verse obligada a modificar la ruta del proyecto. Esto también podría ocasionar incrementos en costos y retrasos en el inicio de operaciones que podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Las actividades de la Compañía están expuestas a riesgos de mercado —incluyendo las fluctuaciones en los precios de los insumos— que podrían afectar en forma adversa y significativa sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

De tiempo en tiempo la Compañía compra productos o insumos relacionados con el sector energía a fin de cumplir con sus obligaciones contractuales frente a sus clientes. Las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus Acciones, podrían verse afectados de manera adversa y significativa si los precios de mercado de la electricidad, el gas natural, el GNL u otros insumos varían en sentido o forma inesperados y contra los que la Compañía no esté protegida a través de compromisos de compra o venta u otras operaciones de cobertura. Además, aunque las operaciones de distribución de gas natural del sistema Ecogas no están, actualmente, expuestas a riesgos de mercado debido a que el precio de compra de dicho insumo se traslada directamente a los clientes, las diferencias en precios entre el gas natural y el Gas LP afectan la capacidad de la Compañía para vender gas natural. Por tanto, los precios de mercado del gas natural pueden tener un efecto significativo en las operaciones de distribución de dicho insumo. De conformidad con el contrato de prestación de servicios de administración de electricidad en vigor, con fecha del 1 de enero de 2013, con una afiliada de la Compañía, Sempra Generation, la Termoeléctrica de Mexicali comenzó a vender electricidad en el mercado estadounidense con efecto desde el 1 de enero de 2012. A diferencia del antiguo contrato, de conformidad con este contrato la Compañía no tiene derecho al reembolso de los gastos relacionados con las compras de gas natural que efectúe para alimentar a la Termoeléctrica de Mexicali; y es posible que se vea en la necesidad de comprar electricidad en el mercado para cumplir con sus obligaciones contractuales. Este nuevo contrato expone a la Compañía a los riesgos relacionados con las fluctuaciones en los precios de los insumos, en mayor medida que el contrato que tenía celebrado anteriormente con Sempra Generation con respecto a la Termoeléctrica de Mexicali. Adicionalmente, este nuevo contrato contempla que los costos de los servicios de administración de la electricidad ascenderán aproximadamente a USD\$5.0 millones anuales a cargo de la Termoeléctrica de Mexicali. Además, actualmente la Compañía adquiere gas natural para abastecer a la Termoeléctrica de Mexicali de JPM Ventures Energy, conforme a un contrato que vence el 1 de septiembre de 2014, y después de esa fecha la Compañía prevé abastecer a la Termoeléctrica de Mexicali con gas natural adquirido directamente de su subsidiaria LNG Marketing. En virtud de que el contrato celebrado entre la Compañía y JPM Ventures Energy, dispone que ésta venda gas natural a la Compañía a precios menores respecto de las tarifas de mercado, los costos de la Compañía podrían incrementarse como resultado del vencimiento de este contrato en septiembre de 2014, asumiendo que las condiciones de mercado permanezcan substancialmente iguales. Las fluctuaciones en los precios de mercado de los insumos pueden tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus Acciones.

La Compañía no puede ni intenta cubrir por completo sus activos o posiciones contractuales contra los cambios en los precios de los insumos, y es posible que sus procedimientos de cobertura no funcionen conforme a lo esperado.

A fin de reducir su exposición financiera a los riesgos relacionados con las fluctuaciones en los precios de los insumos, la Compañía puede celebrar contratos de cobertura con respecto a sus compromisos de compra y venta, sus inventarios de GNL y gas natural, su capacidad de generación de electricidad y su capacidad de transporte, tanto en términos reales como en términos proyectados. Como parte de esta estrategia, la Compañía puede utilizar contratos de futuros, contratos de compra y venta física, swaps financieros y opciones. La Compañía no cubre íntegramente su exposición a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios de mercado de sus activos o sus posiciones contractuales; y los niveles de cobertura varían con el paso del tiempo. En la medida en que la Compañía cuente con posiciones no cubiertas, o en que sus estrategias de cobertura no funcionen conforme a lo esperado, las fluctuaciones en los precios de los insumos podrían tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus Acciones. Al contratar coberturas para sus compromisos de compra y venta, la Compañía está sujeta al riesgo de que la contraparte de la operación de cobertura se vea en la imposibilidad de cumplir con sus obligaciones; y dicha falta de cumplimiento podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus Acciones.

Los cambios inesperados en los precios de mercado de los productos o insumos relacionados con el sector energía pueden derivar de muchos factores, incluyendo (1) las condiciones climáticas, (2) la estacionalidad, (3) los cambios en los niveles de oferta y demanda, (4) la existencia de limitaciones o ineficiencias en la capacidad de transmisión o transporte, (5) la disponibilidad de fuentes alternativas de energía a precios competitivos y (6) los niveles de producción de los insumos. Finalmente, con frecuencia la Compañía extiende crédito a sus contrapartes y clientes. A pesar de que la Compañía lleva a cabo análisis crediticios antes de extender dicho crédito, está expuesta al riesgo relacionado con el cobro de las cantidades adeudadas a la misma. Dichos cambios en los precios de mercado, o la incapacidad de la Compañía para cobrar las cantidades adeudadas a la misma, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La política de subsidios del precio del Gas LP del gobierno federal podría afectar en forma adversa y significativa las operaciones del sistema de distribución Ecogas.

Actualmente, el precio del Gas LP —que se ve afectado por el precio de mercado del petróleo— está subsidiado por el gobierno federal. Estos subsidios podrían representar una desventaja competitiva para los productos de gas no subsidiados ofrecidos por el sistema de distribución Ecogas. Si el gobierno federal mantiene su política de subsidios del precio del Gas LP y la Compañía no logra obtener gas natural a precios competitivos en comparación con los del Gas LP que se encuentra a

disposición de sus clientes y clientes potenciales a través de sus competidores, la rentabilidad de sus operaciones de distribución de gas natural podría verse afectada en forma adversa y significativa, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

Los procedimientos de administración de riesgos de la Compañía podrían resultar insuficientes para evitar que la misma sufra pérdidas.

A pesar de que la Compañía cuenta con sistemas de administración de riesgos y sistemas de control que utilizan avanzadas metodologías para cuantificar y administrar sus riesgos, cabe la posibilidad de que estos sistemas no siempre logren impedir que la Compañía sufra pérdidas considerables. También es posible que los procedimientos de administración de riesgos no siempre se sigan adecuadamente o funcionen conforme a lo esperado. Además, los límites diarios del valor en riesgo se basan en los movimientos históricos de los precios. Si los precios se desvían sustancialmente o en forma persistente de los niveles históricos, los límites diarios podrían ser insuficientes para proteger a la Compañía contra la posibilidad de sufrir pérdidas significativas. Debido a estos y otros factores, no existe garantía de que los procedimientos de administración de la Compañía impedirán que la misma sufra pérdidas que puedan tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

La Compañía realiza una parte sustancial de sus operaciones de transporte a través de su negocio conjunto con Pemex Gas, la cual está sujeta a control conjunto.

La Compañía tiene una participación accionaria del 50% en su negocio conjunto con Pemex Gas. Este negocio conjunto opera dos sistemas de ductos para gas natural, una estación de compresión de gas natural, un sistema de ductos para Gas LP en el norte del país y una Terminal de Gas LP en Guadalajara que inició operaciones en 2013. El negocio conjunto está actualmente construyendo el Proyecto Etanoducto, el Gasoducto Los Ramones I y el Gasoducto Los Ramones Norte. Todas las decisiones operativas y directivas significativas con respecto a este negocio conjunto, incluyendo la decisión de decretar dividendos, distribuciones o reinvertir las utilidades, están sujetas a la aprobación unánime por ambos miembros del negocio conjunto. Históricamente, este negocio conjunto ha reinvertido sus utilidades y no ha distribuido dividendos regularmente. En virtud de lo anterior, la Compañía no puede garantizar que en el futuro se aprobarán pagos de dividendos, la distribución o la reinversión de utilidades. Los documentos constitutivos del negocio conjunto no establecen un mecanismo para la solución de desacuerdos, salvo someterlos a arbitraje. En el supuesto de que la Compañía y Pemex Gas no lleguen a un acuerdo con respecto a algún asunto que deba ser aprobado en forma unánime, la Compañía podría verse obligada a someter dicho asunto a arbitraje y ello podría afectar en forma adversa las actividades de este negocio conjunto y, a su vez, ello podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía.

En 2009, la COFECE emitió una resolución en virtud de la cual impuso a Pemex Gas la obligación de vender su participación sobre algunos de los activos pertenecientes a su negocio conjunto con la Compañía. En el supuesto de que Pemex Gas venda su participación en el negocio conjunto, la Compañía tendrá derecho de preferencia para comprar dicha participación, lo cual le permitiría adquirir el control absoluto del negocio conjunto. La Compañía no puede garantizar que ejercerá este derecho de preferencia. En el supuesto de que la Compañía ejerza dicho derecho, se verá obligada a asumir un compromiso de inversión de capital significativo y cabe la posibilidad de que no cuente con los recursos necesarios para ello. Si la Compañía no ejerce o se ve en la imposibilidad de ejercer su derecho de preferencia para adquirir la participación de Pemex Gas, dicha participación podría ser adquirida por un tercero que, en consecuencia, se convertiría en socio de la Compañía. La Compañía no puede garantizar que la misma y su nuevo socio colaborarán de manera eficaz en el manejo del negocio conjunto. Dado que todas las decisiones significativas relacionadas con la administración y operación del negocio conjunto requieren el consentimiento unánime de los socios, en el supuesto de que algún socio futuro no esté dispuesto a cooperar de manera eficiente con la Compañía por lo que respecta a la administración y operación del negocio conjunto, las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus valores, podrían verse afectados en forma adversa y significativa.

La operación de las instalaciones de la Compañía depende de que ésta mantenga buenas relaciones con sus empleados.

Al 31 de diciembre de 2013 la Compañía contaba con 496 empleados, de los cuales 386 estaban contratados por subsidiarias dedicadas a la prestación de servicios operativos y de mantenimiento en las instalaciones de la Compañía. Varias subsidiarias de la Compañía tienen celebrados contratos colectivos de trabajo con diversos sindicatos. Los contratos colectivos de trabajo que la Compañía tiene celebrados se renegocian en forma independiente para cada planta. Los salarios se revisan anualmente y los demás términos se revisan cada dos años.

Cualquier falta de acuerdo con respecto a la celebración de nuevos contratos colectivos o a la renegociación de los contratos vigentes, podría dar lugar a huelgas, boicoteos u otros conflictos laborales. Estos posibles conflictos podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus Acciones. Las instalaciones de la Compañía no se han visto afectadas por conflictos laborales desde que la misma inició sus operaciones. Los conflictos laborales, las huelgas o la negociación de aumentos salariales considerables, ya sea como resultado de las iniciativas sindicales, las rotaciones de personal o

cualesquiera otras circunstancias, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La Compañía depende de sus empleados y directivos relevantes y de su conocimiento único en los segmentos Gas y Electricidad, y la Compañía podrá verse imposibilitada para remplazar a aquellos directivos y empleados clave en caso de que renunciaren.

Las operaciones y el crecimiento continuo del negocio depende de la habilidad de la Compañía para atraer y mantener a su personal, incluyendo la administración corporativa, ingenieros especializados y empleados, quienes cuentan con la experiencia necesaria y requerida para administrar y operar el negocio. La competencia por alto personal calificado es intensa, y la pérdida de cualquier ejecutivo, administrador superior o cualquier otro empleado que resulte clave sin el remplazo adecuado o la imposibilidad de atraer nuevo personal calificado podría tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores. La Compañía no mantiene un seguro de vida para los miembros de su equipo de administración. En el caso de que se perdieran los servicios de dicho personal, esto podría tener un efecto adverso significativo en las actividades de la Compañía, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

Las actividades de la Compañía se concentran en proyectos de infraestructura de energía ubicados en el norte del país y, especialmente, en los estados de Baja California, Sinaloa, Sonora, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Jalisco, Tamaulipas, Tabasco, Chiapas, Veracruz y San Luis Potosí, y los sucesos que afecten a dicha zona geográfica en particular, tales como las recesiones a nivel local, los desastres naturales, la regulación por parte de las autoridades locales, el aumento en los índices de delincuencia o los acontecimientos de orden político y social, podrían tener un efecto adverso significativo en la Compañía.

Los proyectos de infraestructura de energía actuales de la Compañía están ubicados principalmente en los estados de Baja California, Sinaloa, Sonora, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Jalisco, Tamaulipas, Tabasco, Chiapas, Veracruz y San Luis Potosí; y los permisos y autorizaciones para dichos proyectos fueron otorgados ya sea por el gobierno federal o por las autoridades gubernamentales de dichos estados. Como resultado de lo anterior, las reformas legislativas, la adopción de medidas, la implementación de reglas más estrictas o el establecimiento de requisitos adicionales por parte de las autoridades gubernamentales competentes (incluyendo los cambios derivados de las elecciones estatales y municipales) pueden afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores. Además, la Compañía está expuesta a los riesgos relacionados con las recesiones a nivel local, los desastres naturales en el norte del país, los aumentos en los niveles de delincuencia a nivel local o los acontecimientos de orden político y social en dicha región, que podrían tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

La cobertura de seguros de la Compañía podría resultar insuficiente.

La Compañía cuenta con pólizas de seguro que amparan sus operaciones, incluyendo las operaciones de la Terminal de GNL y las correspondientes terminales marítimas, instalaciones de generación de electricidad, sistemas de transporte, sistemas de almacenamiento y sistemas de distribución. Estas pólizas proporcionan cobertura de seguro sobre bienes, responsabilidad comercial general, responsabilidad adicional, responsabilidad ambiental e interrupción de operaciones, por cantidades y sujeto a deducibles que en opinión de la Compañía son adecuados. Sin embargo, la Compañía no puede garantizar que en el futuro logrará adquirir cobertura de seguros a primas razonables o en términos similares a los de sus pólizas actuales o en los términos que le sean necesarios. Además, la cobertura de seguros contra un determinado siniestro podría resultar insuficiente, o podrían ocurrir accidentes o siniestros no amparados o que se vuelvan materia de conflicto. Actualmente la Compañía no cuenta con ciertos tipos de seguros (tales como el seguro contra pérdidas ocasionadas por guerras o actos del gobierno) debido a que frecuentemente estas pérdidas no son económicamente asegurables.

La Compañía no puede garantizar que en el supuesto de que ocurran determinados siniestros, de que pierda la totalidad o una parte de sus instalaciones o de que sus operaciones se vean interrumpidas por períodos prolongados, los pagos de seguros derivados de las pólizas respectivas serán suficientes para cubrir sus pérdidas de ingresos, incrementos en costos o los costos de reparación o remplazo resultantes. Además, no existe garantía de que al momento de ocurrir el siniestro respectivo las aseguradoras correspondientes serán solventes. Estas pérdidas de ingresos, incrementos en costos o costos adicionales podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La Compañía utiliza habitualmente materiales volátiles y peligrosos que la exponen a riesgos que pueden afectar sus operaciones.

Las operaciones de la Compañía conllevan el almacenamiento y transporte de materiales altamente inflamables y explosivos que están sujetos a una extensa regulación. Aun cuando la Compañía cumpla con todos los requisitos y estándares ambientales, sanitarios, de seguridad, de transporte, de administración de riesgos y de seguridad aplicables, sus operaciones están expuestas a importantes riesgos relacionados con el uso, almacenamiento, transporte y disposición de dichos materiales, incluyendo:

- explosiones;
- incendios;
- condiciones climáticas severas y desastres naturales;
- fallas mecánicas tales como las fugas y roturas de los gasoductos y tanques de almacenamiento;
- descargas o emisiones de sustancias o gases peligrosos;
- otros riesgos de carácter ambiental; y
- actos de terrorismo.

Cualquier accidente, daño o destrucción derivado del uso de estos materiales podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Las operaciones de distribución de gas natural de la Compañía (sistema Ecogas) podrían enfrentar una mayor competencia como resultado del vencimiento de sus derechos de exclusividad.

La Compañía contó con un período de exclusividad de 12 años por lo que respecta a la distribución de gas natural en cada una de las tres zonas geográficas donde realiza dichas actividades. El último de dichos períodos de exclusividad concluyó en 2011. Por tanto, la Compañía podría enfrentarse a competencia de parte de otros distribuidores debido a que actualmente éstos pueden construir sistemas de distribución y competir con la Compañía para atraer clientes en cada una de dichas zonas. En la medida en que estos distribuidores amplíen sus sistemas, o de que otros distribuidores incursionen en el mercado y construyan nuevos sistemas de distribución de gas natural en estas zonas, generarán competencia adicional para el gas natural suministrado por la Compañía; y en el supuesto de que ésta no logre competir exitosamente con dichos competidores, sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y sus perspectivas, así como el precio de mercado de sus valores, podrían verse afectados en forma adversa y significativa.

El desarrollo de nuevas tecnologías de negocios incrementa el riesgo de ataques contra los sistemas de información y la integridad de la red de energía de la Compañía.

Algunos elementos de los sistemas de infraestructura de energía de la Compañía están expuestos a los riesgos relacionados con la seguridad cibernética. Además de los riesgos de carácter general relacionados con la protección de información y la ciencia de la cibernética, incluyendo los virus, los actos maliciosos a nivel interno y la divulgación accidental de información sensible—, la industria de la energía está expuesta a nuevos riesgos de seguridad relacionados con los aparatos de medición automática y otros componentes electrónicos de su infraestructura. La implementación de estas tecnologías ofrece una nueva y gran oportunidad para el lanzamiento de ataques contra los sistemas de información y, aún más importante, la integridad de la red de suministro de energía. Aunque el desarrollo de medidas de protección contra estos riesgos es materia de esfuerzos continuos a nivel industria, la Compañía no puede garantizar que no ocurrirán ataques que resulten exitosos. Cualquier ataque de este tipo en contra de los sistemas de información, la integridad de la red de suministro de energía o cualquiera de las instalaciones de la Compañía, podría tener un efecto adverso significativo sobre las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la misma, así como en el precio de mercado de sus valores.

El desarrollo de nuevas fuentes o fuentes alternativas de energía podría dar lugar a la contracción del mercado del gas natural y, en consecuencia, provocar una disminución en los ingresos generados por este negocio.

Actualmente, los usuarios industriales del sistema de distribución de gas natural de la Compañía utilizan dicho insumo como principal fuente de energía para sus operaciones. Sin embargo, es posible que en el futuro se desarrollen otras fuentes de energía a costos competitivos, lo cual podría afectar la demanda de gas natural y, en consecuencia, los ingresos y la situación financiera de la Compañía.

Los hogares mexicanos satisfacen sus necesidades de energía principalmente a través de electricidad, Gas LP y gas natural. En la medida en que los hogares utilicen electricidad, Gas LP u otras fuentes alternativas de energía, el consumo de gas natural por parte de los usuarios residenciales podría disminuir, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Riesgos relacionados con la situación del país

La existencia de condiciones económicas y políticas desfavorables podría afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La Compañía realiza todas sus operaciones en México y todo su potencial de crecimiento radica en México, por lo cual depende en gran medida del desempeño de la economía nacional. En consecuencia, las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores, podrían verse afectados por la situación económica del país en términos generales, la cual se encuentra fuera de su control. En el pasado, México ha atravesado por períodos de crisis económica como resultado de factores tanto internos como

externos, que se han caracterizado por la inestabilidad de los tipos de cambio (incluyendo importantes devaluaciones), altos índices de inflación y desempleo, aumentos en las tasas de interés, contracción de la actividad económica, disminución de los flujos de capital provenientes del extranjero y falta de liquidez del sector bancario. Estas condiciones podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Actualmente, el gobierno no limita la capacidad de las personas físicas o morales mexicanas para convertir Pesos a Dólares (sujeto a ciertas restricciones en el caso de operaciones en efectivo que involucren el pago de cantidades denominadas en Dólares a bancos mexicanos) u otras divisas; y desde 1982 no ha establecido un tipo de cambio fijo. El Peso ha sufrido importantes devaluaciones frente al Dólar en el pasado y podría devaluarse sustancialmente en el futuro. Las devaluaciones o depreciaciones significativas del Peso pueden dar lugar al establecimiento de políticas cambiarias restrictivas por parte del gobierno, como ha ocurrido previamente tanto en México como en otros países de América Latina. Por tanto, las fluctuaciones en el valor del Peso frente a otras divisas, incluyendo especialmente el Dólar, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Como resultado de los considerables efectos de la crisis económica que se desató a nivel mundial en 2008, en 2009 el Producto Interno Bruto (“PIB”) del país disminuyó un 6.1%, lo cual representó el mayor porcentaje de disminución reportado desde 1932 según las estadísticas del Banco Mundial. Sin embargo, en 2011 y 2012 el PIB creció un 4.0% y 3.9%, respectivamente y se estima que en 2013 hubo un crecimiento del PIB del 1.1%. En el supuesto de que la economía nacional sufra una nueva recesión, de que el índice de inflación o las tasas de interés aumenten sustancialmente o de que la economía nacional se vea afectada por cualquier otra causa, las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como el precio de mercado de sus Acciones, podrían verse afectados de manera adversa y significativa.

Los cambios en las políticas del gobierno federal podrían afectar en forma adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

El gobierno federal ha ejercido y continúa ejerciendo una considerable influencia en la economía nacional. Las medidas adoptadas por el gobierno con respecto a la economía y a las empresas estatales podrían tener un efecto significativo en las empresas del sector privado en general y en la Compañía en particular, así como en las condiciones y los precios de mercado y en los rendimientos de los valores de emisoras mexicanas, incluyendo los valores de la Compañía. En el pasado, la oposición en contra de las iniciativas presidenciales ha impedido la adopción de reformas económicas y de otro tipo.

El gobierno podría introducir importantes cambios en las leyes, políticas y reglamentos, lo cual podría afectar la situación económica y política del país. Las últimas elecciones presidenciales y para el congreso se celebraron en julio de 2012. Enrique Peña Nieto, candidato del Partido Revolucionario Institucional, o PRI, resultó electo como Presidente de México y asumió el cargo el 1 de diciembre de 2012. El Presidente de México tiene una fuerte incidencia en la determinación de políticas y acciones gubernamentales que se relacionan con la economía mexicana, y la nueva administración podría implementar cambios sustanciales a las leyes, políticas y reglamentos en México, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en el negocio de Compañía y su situación financiera. y/o el precio de mercado de sus valores.

Históricamente, el desempeño de la Compañía ha estado vinculado a la disposición del gobierno —incluyendo a la CFE y a PEMEX— para invitar al sector privado a participar en el desarrollo de obras de infraestructura de energía y celebrar contratos de prestación de servicios con empresas del sector privado. Dicha disposición depende en términos generales del entorno político del país.

El 8 de septiembre de 2013, el Presidente de la República anunció la iniciativa de reforma hacendaria. El 11 de diciembre de 2013

se publicó en el Diario Oficial de la Federación el decreto que reformó, adicionó y abrogó diversas disposiciones fiscales y entró en vigor el 1 de enero de 2014; en dicho decreto se abrogaron la Ley del IETU y la Ley del ISR vigentes hasta el 31 de diciembre de 2013, y se expidió una nueva ley del ISR. Los principales impactos de dicha reforma para IEnova en sus estados financieros consolidados son:

- *Tasa de ISR.* Anteriormente, la Ley de ISR señalaba una reducción en la tasa impositiva al 28% para 2014 y años futuros. La nueva tasa que fue aprobada es del 30% para 2014 y años futuros.

El impacto en las utilidades de este cambio en la tasa es:

- En 2013, aproximadamente \$15 millones de gasto por ISR considerando sus impactos en impuestos a la utilidad diferidos.
- Para 2014 y hasta el 2018, se estima un mayor gasto por ISR de aproximadamente \$27 millones durante los cinco años próximos.

- *Consolidación fiscal.* El régimen de consolidación fiscal vigente al 31 de diciembre de 2013 fue sustituido por un nuevo régimen de consolidación fiscal en el que los beneficios fiscales se recuperan en tres años en lugar de cinco años. De acuerdo con esta reforma, con la derogación del régimen de consolidación fiscal existe la obligación de realizar un pago anticipado de aproximadamente \$87 millones en 2014, mismos que son incluidos en la línea de Impuestos a la utilidad por pagar a corto plazo en los estados consolidados de posición financiera.

Adicionalmente, al caer en los supuestos de no consolidación, los efectos de los impuestos por recuperar y por pagar en las subsidiarias, son presentados de forma separada al 31 de diciembre de 2013, en los estados consolidados de posición financiera, considerando que la Compañía ya no mantiene el derecho de compensar dichos saldos ante la autoridad fiscal por no consolidar fiscalmente.

- *ISR sobre dividendos.* En adición se crea un nuevo impuesto sobre dividendos equivalente al 10% sobre dividendos recibidos por residentes en el extranjero.

El 20 de diciembre de 2013, el Presidente de la República firmó el decreto de reforma constitucional en materia energética aprobada por el congreso de la Unión y la mayoría de los congresos estatales. Con el decreto se modifica la redacción de 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. A la fecha de redacción de este reporte anual, no ha sido promulgada la legislación secundaria que definirá los detalles de la participación privada en los segmentos de negocio mencionados.

La Compañía no puede garantizar que la situación política actual o los acontecimientos futuros en México no tendrán un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

Los cambios en el valor relativo del Peso frente al Dólar podrían afectar en forma adversa y significativa a la Compañía.

El tipo de cambio del Peso frente al Dólar es importante para la Compañía debido a su efecto en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y sus perspectivas. Como se explica a continuación, en términos generales las depreciaciones del Peso dan lugar al crecimiento de los márgenes de operación de la Compañía, en tanto que las apreciaciones tienen el efecto contrario. Esto se debe a que el importe total de las ventas netas denominadas en Dólares o vinculadas al Dólar es superior al importe total de su costo de venta y el resto de sus gastos de venta, generales y administrativos denominados en Dólares o vinculados al Dólar. Adicionalmente, una depreciación del Peso podría afectar las cuentas por cobrar y por pagar así como los activos y pasivos por impuesto diferidos denominados en Pesos. Véase la sección “Comentarios y Análisis de la Administración sobre la situación Financiera y Resultados de Operación – Efectos del Tipo de Cambio sobre los Impuestos a la Utilidad.”

La mayoría de las ventas netas de la Compañía están denominadas en Dólares o vinculadas al valor de dicha moneda. Sin embargo, una parte del costo de los bienes vendidos de la Compañía, incluyendo los costos relacionados con la mano de obra y otros gastos de venta, generales y administrativos, se facturan en Pesos. Además, la Compañía paga impuestos en Pesos y las obligaciones de deuda en las que incurra en el futuro podrán estar denominadas en Pesos. En consecuencia, las apreciaciones o depreciaciones reales en el valor del Peso frente al Dólar pueden afectar los márgenes de operación de la Compañía. Las fluctuaciones en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

El reciente aumento en el nivel de violencia en el país ha afectado y podría seguir afectando en forma adversa a la economía nacional y podría tener un efecto adverso en la situación financiera o el desempeño de la Compañía.

En los últimos años, el nivel de violencia en el país —especialmente en los estados del norte, a lo largo de la frontera con los Estados Unidos— se ha incrementado considerablemente como resultado del tráfico ilegal de drogas. La mayoría de las instalaciones de la Compañía están ubicadas en esta región. El aumento en la violencia ha tenido efectos adversos sobre la actividad económica en el país. Además, la inestabilidad social y los acontecimientos de orden social y político adversos ocurridos en México o que afecten al país, también podrían afectar en forma significativa a la Compañía y a su desempeño financiero; y los actos de delincuencia de carácter violento podrían dar lugar al incremento de sus gastos en seguros y seguridad. La Compañía no puede garantizar que el nivel de violencia en México —que se encuentra fuera de su control— disminuirá o no aumentará. El aumento de la delincuencia podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

Los acontecimientos ocurridos en otros países y las percepciones de riesgo de los inversionistas, especialmente por lo que respecta a los Estados Unidos y a países con mercados emergentes, podrían afectar en forma adversa los precios de mercado de los valores emitidos por emisoras mexicanas, incluyendo los valores de la Compañía.

Los precios de mercado de los valores emitidos por emisoras mexicanas se ven afectados en distintas medidas por la situación económica y del mercado en otros lugares, incluyendo los Estados Unidos, el resto de América Latina y otros países

con mercados emergentes. Por tanto, las reacciones de los inversionistas ante los acontecimientos ocurridos en cualquiera de estos países podrían tener un efecto adverso sobre el precio de mercado de los valores emitidos por emisoras mexicanas. Las crisis ocurridas en los Estados Unidos o en países con mercados emergentes podrían provocar disminuciones en los niveles de interés en los valores emitidos por emisoras mexicanas —incluyendo los valores emitidos por la Compañía— por parte de los inversionistas.

En el pasado, el surgimiento de condiciones económicas adversas en otros países emergentes ha dado lugar a fugas de capital y, en consecuencia, a disminuciones en el valor de la inversión extranjera en México. La crisis financiera que surgió en los Estados Unidos durante el tercer trimestre de 2008, desató una recesión a nivel global que afectó directa e indirectamente a la economía y los mercados de valores de México y provocó, entre otras cosas, fluctuaciones en los precios de compra y venta de los valores emitidos por las empresas que se cotizan entre el público, escasez de crédito, recortes presupuestales, desaceleres económicos, volatilidad en los tipos de cambio y presiones inflacionarias. El resurgimiento de cualquiera de estas condiciones afectaría en forma adversa el precio de mercado de los valores de la Compañía y dificultaría el acceso de esta última a los mercados de capitales para financiar sus operaciones futuras, en términos aceptables o del todo, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y/o las perspectivas de la Compañía, así como en el precio de mercado de sus valores.

La economía nacional también se ve afectada por la situación económica y de los mercados a nivel mundial en general, y en los Estados Unidos en particular. Por ejemplo, históricamente los precios de los valores que se cotizan en la BMV han sido sensibles a las fluctuaciones en las tasas de interés y los niveles de actividad en los principales mercados de valores de los Estados Unidos.

Además, como resultado de la celebración del TLCAN y el incremento de los niveles de actividad económica entre México y los Estados Unidos, en los últimos años la situación de la economía nacional ha estado vinculada de manera creciente a la situación económica de los Estados Unidos. La existencia de condiciones económicas adversas en los Estados Unidos, la cancelación o renegociación del TLCAN y otros acontecimientos similares, podrían tener un efecto adverso en la situación económica de México. La Compañía no puede garantizar que los hechos acaecidos en los Estados Unidos, en países con mercados emergentes o en otros lugares, no tendrán un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de mercado de sus valores.

La Compañía podría verse afectada en forma adversa y significativa por las violaciones de la Ley Federal Anticorrupción en Contrataciones Públicas, la Ley para Combatir las Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos y otras leyes similares aplicables a nivel mundial.

La Ley Federal Anticorrupción en Contrataciones Públicas, la Ley para Combatir las Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos (*U.S. Foreign Corrupt Practices Act*) y otras leyes similares aplicables a nivel mundial, en términos generales, prohíben a las empresas y a sus intermediarios efectuar pagos indebidos a los servidores públicos y a otras personas con el propósito de obtener o conservar oportunidades de negocios. No existe garantía de que las políticas y procedimientos de control interno de la Compañía la protegerán contra las consecuencias de los actos negligentes o ilegales de sus empleados o agentes. La violación o las acusaciones de presunta violación de estas leyes podrían afectar las operaciones de la Compañía y tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o el precio de mercado de sus valores.

Riesgos relacionados con los valores de la Compañía

El precio de mercado de los valores de la Compañía podría fluctuar considerablemente y los inversionistas podrían perder la totalidad o una parte de su inversión.

La volatilidad del precio de mercado de los valores de la Compañía podría impedir que los inversionistas vendan sus valores al precio al que las adquirieron o a precios superiores. El precio de mercado y la liquidez de los valores de la Compañía pueden verse afectados de manera significativa por diversos factores, muchos de los cuales se encuentran fuera del control de la Compañía y pueden no estar relacionados directamente con el desempeño operativo de la misma. Estos factores incluyen, entre otros:

- la volatilidad excesiva en los precios de mercado y volúmenes de operación de los valores emitidos por otras emisoras pertenecientes a la misma industria que la Compañía, que puede no estar relacionada con el desempeño operativo de dichas emisoras;
- las percepciones de los inversionistas con respecto a las perspectivas de la Compañía y su industria;
- las posibles diferencias entre los resultados financieros y operativos reales de la Compañía y los esperados por los inversionistas;
- los cambios en las utilidades o los resultados de operación;
- el desempeño operativo de otras empresas comparables con la Compañía;

- las decisiones del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía por lo que respecta a la venta de sus Acciones, o las percepciones en el sentido de que dicho accionista podría vender sus acciones;
- la incorporación o la pérdida de ejecutivos clave;
- el anuncio de adquisiciones, ventas, asociaciones estratégicas o compromisos de aportación de capital por la Compañía o sus competidores;
- la expedición de nuevas leyes o reglamentos, o los cambios en la interpretación de las leyes o reglamentos vigentes —incluyendo las resoluciones fiscales— aplicables a las actividades de la Compañía o a sus valores;
- las tendencias generales de las economías o mercados financieros de México, los Estados Unidos y el resto del mundo, incluyendo las derivadas de guerras o actos de terrorismo, o de las respuestas a dichos sucesos; y
- la situación política o los acontecimientos de orden político en México, los Estados Unidos y otros países.

Aunque actualmente no existen planes al respecto, en el futuro la Compañía podría emitir otros valores representativos de su capital social. Dichas emisiones o ventas, o las percepciones en cuanto a la posibilidad de que las mismas se lleven a cabo, podrían dar como resultado diluciones en los derechos económicos o de voto de los inversionistas, generar percepciones de mercado negativas y provocar posibles disminuciones significativas en el precio de mercado de los valores de la Compañía. Además, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía podría vender la totalidad o una porción de su participación accionaria en la misma, lo cual podría generar percepciones de mercado negativas y provocar posibles disminuciones significativas en el precio de mercado de los valores de la Compañía.

La Compañía es una sociedad controladora y, como tal, depende de los resultados de operación de sus subsidiarias y coinversiones.

La Compañía es una sociedad controladora que no realiza operaciones independientes y, salvo por las acciones representativas del capital social de sus subsidiarias operativas y sus coinversiones, no tiene activos significativos. Por tanto, la Compañía depende de los resultados de operación de sus subsidiarias y coinversiones. Cada una de las subsidiarias y coinversiones de la Compañía es una entidad independiente y en algunos casos la capacidad de la Compañía para recibir efectivo de parte de las mismas está sujeta a restricciones legales y contractuales. Por ejemplo, en el caso de su negocio conjunto con Pemex Gas, el decreto de cualquier dividendo o distribución está sujeto a su aprobación por ambos socios. Además, de conformidad con lo dispuesto por la ley, las subsidiarias de la Compañía únicamente pueden pagar dividendos (1) con cargo a las utilidades retenidas reflejadas en los estados financieros aprobados por sus respectivas asambleas de socios, (2) una vez liquidadas las pérdidas de ejercicios anteriores y (3) previa separación del 5% de las utilidades netas del ejercicio, para la constitución de una reserva legal, hasta que el importe de dicha reserva sea equivalente a cuando menos el 20% del capital pagado de la entidad correspondiente. Cualquier cambio adverso en la situación financiera o los resultados de operación de las subsidiarias o coinversiones de la Compañía, podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de esta última, así como en el precio de mercado de sus valores.

La volatilidad y falta de liquidez del mercado de valores nacional podría limitar sustancialmente la capacidad de los inversionistas para vender sus Acciones de la Compañía al precio y en el momento deseado.

Las inversiones en valores tales como los valores de la Compañía conllevan un alto grado de riesgo y en términos generales se consideran de naturaleza especulativa. Estas inversiones están sujetas a ciertos riesgos de carácter económico y político, incluyendo, entre otros: (1) los cambios en el entorno regulatorio, fiscal, económico y político, que pueden afectar la capacidad de los inversionistas para recuperar total o parcialmente el pago de sus inversiones; y (2) las restricciones en materia de inversión extranjera y repatriación del capital invertido.

Las futuras emisiones o posibles emisiones de Acciones, o las percepciones en cuanto a la posibilidad de que se emitan nuevas Acciones, podrían afectar en forma significativa el precio de mercado de las mismas.

La Compañía podría emitir Acciones adicionales en el futuro para financiar sus adquisiciones o inversiones, para liquidar su deuda o para otros fines; y las nuevas acciones emitidas podrían representar un porcentaje sustancial de su capital social. La Compañía no puede predecir los efectos de las futuras ventas de acciones adicionales, o emisiones de acciones adicionales para su futura venta, sobre el precio de mercado de sus Acciones. Las ventas de grandes cantidades de acciones adicionales en el mercado público, o las percepciones en cuanto a la posibilidad de que se efectúen dichas ventas, podrían deprimir el precio de mercado de los valores de la Compañía y ocasionar que a los inversionistas les resulte más difícil vender sus Acciones al precio y en el momento deseado. Además, dichas emisiones podrían diluir los derechos económicos o de voto de los inversionistas, generar percepciones de mercado negativas y provocar una disminución en el precio de mercado de los valores de la Compañía.

Las futuras emisiones de acciones preferentes o de deuda podrían limitar la flexibilidad operativa y financiera de la Compañía, afectar en forma adversa y significativa el precio de mercado de sus Acciones y diluir el valor de las mismas.

En el supuesto de que la Compañía emita acciones preferentes o de deuda en el futuro, o incurra en otros tipos de deuda, los documentos que rijan la emisión de dichos valores o los términos de dicha deuda podrían incluir compromisos que restrinjan la

flexibilidad operativa de la Compañía y limiten su capacidad para efectuar distribuciones a sus accionistas. Además, los valores convertibles o canjeables que la Compañía emita en el futuro, en su caso, podrían conferir derechos, preferencias y privilegios más favorables que los conferidos por los valores —incluyendo por lo que respecta al pago de distribuciones— y podrían diluir la participación de los tenedores de Acciones. En virtud de que la decisión de emitir otros valores para su colocación mediante oferta, o de contratar otros tipos de deuda, dependerá de la situación del mercado y de otros factores que se encuentran fuera del control de la Compañía, ésta no puede predecir o estimar el monto, la fecha o el tipo de ofertas que realizará, o de los financiamientos que contratará. Cualquiera de estas operaciones podría provocar una disminución significativa en el precio de mercado de los valores de la Compañía y diluir el valor de las mismas.

La Compañía está controlada por Sempra Energy, y los intereses de dicho accionista podrían ser contrarios a los de los inversionistas.

Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, es titular de aproximadamente el 81.1% de las Acciones representativas del capital social de la Compañía. Además, Sempra Energy es garante de las obligaciones de LNG Marketing frente a la Terminal de GNL y las subsidiarias de transporte de gas natural, tiene celebrado un contrato de crédito con la Compañía y le suministra a esta última diversos bienes y servicios al amparo de varios otros contratos. Para una descripción detallada de las principales relaciones contractuales entre Sempra Energy y la Compañía, véase la sección “Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés.” Como resultado de esta participación accionaria, Sempra Energy tiene y seguirá teniendo la facultad de determinar el resultado de las votaciones con respecto a prácticamente todos los asuntos que se sometan para su aprobación a los accionistas y, por tanto, de controlar las políticas de negocios y los asuntos de la Compañía, incluyendo por lo que respecta a:

- la integración de su consejo de administración y, en consecuencia, las decisiones del mismo con respecto al sentido de sus negocios y políticas, incluyendo el nombramiento y la remoción de sus funcionarios ejecutivos;
- las fusiones, demás combinaciones de negocios y otras transacciones, incluyendo aquellas que puedan dar como resultado un cambio de control;
- el decreto y pago de dividendos u otras distribuciones y, en su caso, el monto de dichos dividendos o distribuciones;
- las ventas y demás enajenaciones de activos; y
- en su caso, el monto de la deuda a contratarse.

Sempra Energy podría forzar a la Compañía a realizar o abstenerse de realizar actos que podrían ser contrarios a los intereses de los inversionistas; y en algunos casos podría impedir que el resto de los accionistas, incluyendo los inversionistas, impugnen dichos actos o aprueben la realización de otros actos. Además, Sempra Energy puede impedir la celebración de operaciones que impliquen un cambio de control, privando a los inversionistas de una posible oportunidad para vender sus Acciones u obtener una prima sobre su inversión en las mismas.

La Compañía no puede garantizar que Sempra Energy actuará en forma congruente con los intereses de los inversionistas. Además, las decisiones de Sempra Energy con respecto a la venta de acciones de la Compañía que controla indirectamente, o las percepciones en el sentido de que Sempra Energy podría causar que se vendan dichas acciones, podrían afectar el precio de mercado de los valores de la Compañía.

La Compañía forma parte de un grupo empresarial y celebra operaciones con partes relacionadas y filiales, lo cual podría generar conflictos de intereses.

La Compañía celebra y prevé que continuará celebrando operaciones con diversas entidades pertenecientes a su sociedad controladora, Sempra Energy, o que están controladas por esta última, en ambos casos ya sea directa o indirectamente. Tanto las disposiciones aplicables a las sociedades cuyas acciones se cotizan entre el público, como los estatutos de la Compañía, establecen diversos procedimientos para garantizar que los términos de las operaciones entre las sociedades controladoras y sus subsidiarias, o entre las subsidiarias de una misma sociedad controladora, no se aparten sustancialmente de los términos de mercado aplicables a los tipos de operaciones de que se trate, incluyendo la necesidad de que el consejo de administración apruebe la celebración de dichas operaciones. Es probable que la Compañía continúe celebrando operaciones con Sempra Energy y las subsidiarias y filiales de esta última; y es probable que las subsidiarias y filiales de la Compañía continúen celebrando operaciones entre sí. La Compañía no puede garantizar que los términos que en su opinión y en la opinión de sus subsidiarias “se apegan sustancialmente a los términos de mercado” serán considerados como tales por terceras personas. Además, en el futuro podrían surgir conflictos de intereses entre la Compañía y Sempra Energy o cualquiera de las subsidiarias o filiales de esta última, o entre las subsidiarias y filiales de la Compañía, y no existe obligación de que dichos conflictos se resuelvan —y de hecho podrían no resolverse— en favor de la Compañía. Véase la sección “Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés.”

La Compañía no puede garantizar que pagará o mantendrá una política de dividendos en efectivo.

En su caso, el monto disponible para el pago de dividendos en efectivo dependerá de diversos factores, incluyendo los futuros resultados de operación y situación financiera, sus necesidades de capital y los términos y condiciones de las restricciones

legales y contractuales aplicables a la Compañía y a sus subsidiarias y conversiones, incluyendo los términos de sus instrumentos de deuda. Además, el monto disponible para el pago de dividendos en efectivo podría variar sustancialmente con respecto al proyectado. La Compañía no puede garantizar que podrá pagar dividendos o mantener una política de pago de dividendos. Los resultados reales de la Compañía podrían diferir sustancialmente de las presunciones utilizadas por el consejo de administración como base para la recomendación de un pago de dividendos a los accionistas, o para la adopción o la modificación de una política de dividendos de la Compañía en el futuro. Además, no hay garantía de que el consejo de administración de la Compañía recomendará el pago de dividendos a los accionistas, o que caso de que recomiende dicho pago éste será aprobado por los accionistas de la Compañía. Sempra Energy, en su carácter de accionista controlador de la Compañía, tiene la facultad de establecer y modificar la política de dividendos de esta última y, en su caso, de decretar el pago de dividendos. El pago de dividendos por parte de la Compañía y el monto de los mismos, están sujetos a su aprobación por los accionistas. En tanto el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía sea titular de la mayoría de las acciones representativas del capital social de esta última, tendrá la facultad de decidir si la Compañía pagará o no pagará dividendos y, en su caso, de determinar el monto de los mismos. Para una descripción de los factores que pueden afectar la disponibilidad de dividendos en efectivo y, en su caso, la fecha de pago de los mismos a los accionistas, véanse las secciones “—La Compañía está controlada por Sempra Energy, y los intereses de dicho accionista podrían ser contrarios a los de los inversionistas” y “Dividendos y política de dividendos.”

Los estatutos de la Compañía contienen disposiciones tendientes a evitar la celebración de operaciones que impliquen un cambio de control que, de lo contrario, podrían redundar en beneficio de la misma.

Los estatutos de la Compañía contienen ciertas disposiciones que podrían dificultar que algún tercero adquiera una participación accionaria sustancial en la Compañía sin verse obligado a adquirir una participación aún mayor o la totalidad de las Acciones de la Compañía. Estas disposiciones podrían impedir la celebración de ciertos tipos de operaciones que involucren la adquisición de Acciones de la Compañía. Además, estas disposiciones podrían impedir la celebración de operaciones en virtud de las cuales los accionistas de la Compañía recibirían una prima sobre el precio de mercado de sus Acciones. En consecuencia, la persona cuya adquisición de acciones se considere en contravención a las disposiciones tendientes a impedir los cambios de control previstas en los estatutos sociales de la Compañía no podrán ejercitar los derechos corporativos correspondientes a dichas acciones, incluyendo específicamente el derecho de voto. Adicionalmente, la persona que adquiera acciones en violación de lo previsto en los estatutos sociales, está obligada a enajenar las acciones objeto de la adquisición mediante una o varias operaciones en la BMV, en un plazo que no exceda de 90 días desde la fecha en que se hayan adquirido dichas acciones, sin perjuicio de los derechos patrimoniales del adquirente mientras no haya enajenado las acciones objeto de la adquisición. Adicionalmente, el Consejo de Administración podría considerar ciertos factores previstos en los estatutos sociales de la Compañía, así como autorizaciones gubernamentales requeridas para llevar a cabo dicha adquisición, incluyendo autorizaciones en materia de competencia económica o regulatorias. Para mayor información con respecto a estas medidas, véase la sección “Descripción del capital social—Disposiciones tendientes a impedir los cambios de control- Regulatorio, Permisos y Cuestiones Ambientales.”

De conformidad con lo dispuesto por la ley, los estatutos de la Compañía limitan la capacidad de los accionistas extranjeros para invocar la protección de sus gobiernos con respecto a sus derechos como accionistas de la Compañía.

En cumplimiento de lo dispuesto por la ley, los estatutos de la Compañía establecen que los accionistas extranjeros serán considerados como mexicanos respecto de las Acciones que adquieran, respecto de los bienes, derechos, concesiones, participaciones e intereses de los que la Compañía sea titular, y respecto de los derechos y las obligaciones que deriven de los contratos entre la Compañía y el gobierno mexicano. De conformidad con esta disposición, se considera que los accionistas extranjeros se han obligado a no invocar la protección de sus gobiernos solicitando que los mismos interpongan una reclamación diplomática en contra del gobierno mexicano en relación con sus derechos como accionistas de la Compañía, pero no se considera que han renunciado a cualesquiera otros derechos que puedan tener con respecto a su inversión en la Compañía. Los accionistas que invoquen la protección de sus gobiernos en violación de este convenio, perderán sus acciones en favor del gobierno mexicano.

Riesgos relacionados con las declaraciones en cuanto al futuro

Este documento contiene estimaciones y declaraciones con respecto al futuro. Estas estimaciones y declaraciones están relacionadas con las actividades, situación financiera, resultados de operación, flujos de efectivo y proyectos de la Compañía. Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro se basan principalmente en las expectativas y estimaciones actuales de la Compañía en cuanto a hechos y tendencias futuros. A pesar de que la Compañía considera que estas estimaciones y declaraciones con respecto al futuro se basan en presunciones razonables, dichas estimaciones y declaraciones están sujetas a diversos riesgos y factores inciertos y se basan en la información que la Compañía tiene disponible a la fecha de este documento.

Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro pueden verse afectadas, entre otras cosas, por los siguientes factores:

- la situación y los acontecimientos de orden económico, político, legislativo, regulatorio y competitivo, a nivel local, nacional e internacional;

- las medidas adoptadas por las autoridades gubernamentales, reguladoras y ambientales en México y otros países, así como las fechas de adopción de dichas medidas;
- los mercados de energéticos, incluyendo la fecha y el alcance de las fluctuaciones y la volatilidad en los precios de los insumos;
- los servicios prestados y financiamientos otorgados a la Compañía por sus filiales;
- los resultados de los litigios y conflictos de la Compañía;
- la pérdida de los proveedores o clientes más importantes de la Compañía;
- la capacidad de la Compañía para contratar, entrenar y conservar empleados y ejecutivos altamente capacitados;
- la oportunidad y el éxito de los esfuerzos de la Compañía por lo que respecta al desarrollo de sus actividades y a sus proyectos de construcción, mantenimiento e inversión en activos, incluyendo los riesgos relacionados con su capacidad para obtener oportunamente los permisos, licencias, certificados y demás autorizaciones necesarias;
- la disponibilidad de electricidad, gas natural, GNL y etano, incluyendo los trastornos provocados por las explosiones y las fallas de los equipos de la Compañía;
- las guerras, los atentados terroristas, la delincuencia a nivel local, las condiciones climáticas, los desastres naturales, los accidentes catastróficos y los esfuerzos en materia de preservación;
- el índice de inflación, las tasas de interés y los tipos de cambio;
- las decisiones y requisitos en materia ambiental, regulatoria, legal y de negocios;
- la imposibilidad o la decisión de no celebrar contratos de suministro y de venta a largo plazo, o contratos de capacidad a largo plazo;
- incremento en la competencia debido a la pronosticada expansión del sector de gas en México;
- la dependencia de la Compañía en activos y servicios de transporte de gas natural de los cuales no es propietaria o no controla;
- los riesgos derivados de trabajar con o manipular materiales volátiles y/o peligrosos;
- los riesgos relacionados con posibles ataques a los sistemas de informática de la Compañía e integridad de la red de infraestructura de energía;
- interrupciones temporales o permanentes a las operaciones de nuestros gasoductos y/o instalaciones de almacenamiento debidas a causas de fuerza mayor o a otros eventos fuera del control de la Compañía;
- las expropiaciones de activos y bienes por parte del gobierno así como otras disputas sobre propiedades de la Compañía;
- la situación de los mercados de capitales, incluyendo la disponibilidad de crédito y la liquidez de las inversiones de la Compañía;
- los riesgos relacionados con las decisiones y actos de socios en negocios conjuntos; y
- los demás riesgos y factores inciertos descritos en esta sección y en el resto de este documento.

Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro pueden identificarse por el uso de palabras tales como “considera,” “espera,” “prevé,” “planea,” “estima,” “proyecta,” “contempla,” “se propone,” “depende,” “debería,” “podría,” “tendría,” “tendrá,” “podrá,” “posible,” “objetivo,” “meta” y otras de tenor similar. Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro únicamente son válidas a la fecha de este documento y ni la Compañía ni los Intermediarios Colocadores asumen obligación alguna de actualizarlas o modificarlas en la medida en que adquieran nueva información, ocurran determinados hechos o surjan otros factores. Las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro conllevan riesgos e incertidumbre y no constituyen garantía del desempeño futuro de la Compañía. Los resultados reales de la Compañía podrían diferir sustancialmente de los previstos en las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro. Dados los factores de riesgo e incertidumbre antes descritos, es posible que las estimaciones y declaraciones con respecto al futuro no se cumplan y que los futuros resultados y desempeño de la Compañía sean sustancialmente distintos de los previstos en las mismas. Debido a lo anterior, los inversionistas no deben confiar indebidamente en las estimaciones y declaraciones respecto al futuro.

d) Otros valores

Al 31 de diciembre de 2013, los únicos valores de la Compañía inscritos en el RNV que mantiene la CNBV son los Certificados Bursátiles y las Acciones representativas de su capital social.

La Compañía ha entregado tanto a la CNBV como a la BMV, la información trimestral y anual correspondiente de acuerdo con la LMV y las Disposiciones, incluyendo sin limitar la información anual relacionada con la celebración de su Asamblea General Anual Ordinaria de Accionistas, dentro de la que se incluyen (i) los informes a que hace referencia el artículo 28,

fracción IV de la LMV, (ii) el informe del auditor externo sobre el resultado de su revisión de la información financiera de la Compañía, (iii) los estados financieros anuales dictaminados consolidados de la Compañía; (iv) nombramiento de consejeros y miembros de los comités de Prácticas Societarias y de Auditoría; y (v) la demás información aplicable. En el caso de la información financiera que se reporta trimestralmente, ésta se presenta de manera acumulada y en forma comparativa respecto al mismo periodo del año anterior.

Asimismo, la Compañía ha entregado en forma completa y oportuna los reportes sobre hechos relevantes e información periódica requerida por la LMV y las Disposiciones.

e) Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el Registro

A la fecha de redacción de este reporte anual, la Compañía no ha realizado modificaciones a los derechos de los valores inscritos en el RNV que mantiene la CNBV.

f) Destino de los fondos

Emisión de Certificados Bursátiles. El 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó dos colocaciones públicas de CEBURES. Los recursos obtenidos, netos de gastos relacionados con la oferta ascienden a MXN\$5,200 millones. La Compañía aplicó parte los recursos netos de ambas emisiones de deuda, a repagar aproximadamente USD\$356 millones de deuda con filiales, y los recursos restantes se utilizaron en el financiamiento parcial de sus planes de expansión.

Oferta global de acciones. El 21 de marzo de 2013 la Compañía llevó a cabo una Oferta Global de acciones, consistente en una oferta pública inicial de acciones en México y una oferta privada de acciones en los mercados internacionales. Los recursos netos que la Compañía obtuvo como resultado de la Oferta Global ascendieron a aproximadamente MXN\$7,118.4 millones considerando el ejercicio de las Opciones de Sobreasignación, después de deducir los descuentos y comisiones por colocación y el importe estimado de los gastos relacionados con la Oferta Global que son responsabilidad de la Compañía.

La Compañía utilizó los recursos netos recibidos como resultado de la Oferta Global aproximadamente 21% para fines corporativos generales, 37% para el financiamiento de sus planes de inversión y expansión actuales, divididos 81% en el segmento de gas y 19% en el segmento de electricidad y el 42% restante permanece en efectivo o equivalentes como inversiones en valores a corto plazo.

g) Documentos de carácter público

La Compañía ha dado cumplimiento con lo dispuesto en la LMV y las Disposiciones, presentando de manera oportuna a la CNBV y la BMV la información trimestral y anual requerida, asimismo ha dado cumplimiento a la información requerida por agencias calificadoras conforme a los contratos correspondientes. La información antes descrita se encuentra a disposición del público en general y puede ser solicitada a:

Mike Adams
madams@ienova.com.mx
Tel. (55) 9138 0100

Av. Paseo de la Reforma No. 342, Piso 24,
Col. Juárez, C.P. 06600, México, D.F.

La información reportada está disponible para consulta en la página de internet de la emisora: www.ienova.com.mx

2. LA EMISORA

a) Historia y desarrollo de la emisora

La Compañía se constituyó bajo la denominación Enova de México, S.A. de C.V., mediante escritura pública número 1,352 de fecha 2 de abril de 1996, otorgada ante la fe del Lic. Pedro Cortina Latapí, Notario Público No. 226 del Distrito Federal, cuyo primer testimonio quedó inscrito bajo el folio mercantil 209,466 del Registro Público de Comercio del Distrito Federal el 15 de abril de 1996. La Compañía se constituyó con una duración de 99 años. El 25 de abril de 2008 la Sociedad se transformó en una sociedad de responsabilidad limitada de conformidad con la LGSM y modificó su denominación a Sempra Energy México, S. de R.L. de C.V., posteriormente, el 3 de diciembre de 2008 modificó su denominación a Sempra México, S. de R.L. de C.V.

En la asamblea general extraordinaria de socios celebrada el 15 de febrero de 2013, la Compañía adoptó la forma de sociedad anónima de capital variable, transformación que surtió efectos el 20 de febrero de 2013. En la asamblea general extraordinaria de accionistas celebrada el 1º de marzo de 2013, se resolvió cambiar la denominación social de la Compañía a Infraestructura Energética Nova, S.A. de C.V., y usar la marca comercial IEnova. IEnova consolida todos los activos de Sempra Energy en México, bajo una única estructura organizacional. Estas acciones reafirman su estrategia de mantener una operación independiente, que integre y consolide todos sus activos en México con una identidad propia.

Por resoluciones unánimes adoptadas fuera de Asamblea, el día 6 de marzo de 2013, los accionistas de la Compañía, aprobaron, entre otros asuntos, (i) autorización de la inscripción de las acciones representativas del capital social de la Compañía en el Registro Nacional de Valores, (ii) la adopción de la modalidad de sociedad anónima bursátil y en consecuencia, se reformase la Cláusula Primera de los estatutos sociales para modificar su denominación social a “Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.”, y (iii) la implementación de la Oferta Global.

Las oficinas principales de la Compañía se encuentran ubicadas en Paseo de la Reforma número 342, piso 24, Colonia Juárez, código postal 06600 en México, Distrito Federal, su número telefónico es el +52 (55) 9138-0100.

b) Descripción del negocio

i. Actividad Principal

La Compañía se dedica al desarrollo, construcción y operación de infraestructura de energía en México. La Compañía ha tenido un exitoso historial por lo que respecta al desarrollo y la operación de grandes proyectos de energía, lo que ha quedado reflejado en su sólido crecimiento. Los negocios de la Compañía abarcan varias líneas de negocios a lo largo de la cadena de valor del sector de infraestructura de energía que se encuentra abierta a inversión por el sector privado, ubicándose como una de las grandes empresas privadas de energía del país.

Los activos de la Compañía están distribuidos entre dos segmentos de negocios: (1) el segmento Gas, que incluye el transporte y almacenamiento de gas natural, Gas LP, etano a través de gasoductos, el almacenamiento de GNL y la distribución de gas natural; y (2) el segmento Electricidad, que incluye la generación de electricidad en una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, así como en un parque eólico que se encuentra en construcción. Los activos de la Compañía generan ingresos principalmente a través de contratos a largo plazo denominados en Dólares con contrapartes que gozan de un alto nivel crediticio.

La Compañía fue una de las primeras empresas privadas en incursionar en la industria de la infraestructura de energía en México a mediados de la década de los noventas, tras la reforma del marco jurídico del sector de gas en 1995. Específicamente, esta reforma permitió la participación del sector privado en el almacenamiento, transporte y distribución de gas natural. En los últimos 17 años, la presencia de la Compañía como empresa líder en la inversión privada en el sector energía ha crecido considerablemente (tanto a través del desarrollo de proyectos *greenfield*, como de crecimiento orgánico y adquisiciones), habiendo invertido aproximadamente USD\$2,800 millones en obras de infraestructura de energía.

En octubre de 2012, la CFE le adjudicó a la Compañía dos nuevos contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural denominados en Dólares. De conformidad con estos contratos, los cuales se celebraron con la CFE en 2012, la Compañía está en proceso de construcción del Gasoducto Sonora —un gasoducto interconectado ubicado en los estados de Sonora y Sinaloa que tendrá una longitud total de aproximadamente 835 km y una capacidad combinada de 1,280 millones de pies cúbicos, o mpcd (13.3 millones de termias por día, o mthd).

En diciembre de 2012, la Compañía, a través de Gasoductos de Chihuahua, celebró un contrato de transporte de etano con Pemex Gas para la construcción y operación del Proyecto Etanoducto, un proyecto que incluye aproximadamente 224 km de ductos con una capacidad de diseño de hasta aproximadamente 151.9 mpcd (2.7 mthd) que transportará 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, propiedad de Braskem IDESA. Se espera que la inversión de aproximadamente USD\$330 millones, sea efectuada en su totalidad por el negocio conjunto sin aportación adicional de los socios. Este ducto será el primero de su tipo en propiedad privada en México.

En julio de 2013, la Compañía suscribió a través de una subsidiaria de Gasoductos de Chihuahua, un contrato con Pemex Gas para la prestación del servicio de transporte de gas natural en firme, por un plazo de 25 años y respecto de la totalidad de la capacidad de transporte del Gasoducto Los Ramones I, con 114 km de longitud, 48 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión.

En octubre de 2013, Pemex anunció la implementación de Los Ramones II en dos segmentos: Los Ramones Norte y Los Ramones Sur. El Gasoducto Los Ramones Norte es un sistema de transporte de gas natural por ducto de aproximadamente 441 km de longitud incluyendo dos estaciones de compresión. La Compañía, a través de Gasoductos de Chihuahua y en sociedad con TAG Pipelines desarrollará Los Ramones Norte y en marzo de 2014 firmaron el Contrato de Socios para la operación conjunta de la sociedad TAG Norte. El mismo 12 de marzo de 2014, TAG Norte firmó con PGPB un Contrato para la Prestación de Servicios de Transporte de Gas Natural Integrados por la totalidad de la capacidad del sistema Ramones Norte, con una vigencia de 25 años contados a partir de la fecha de operación comercial programada para el último trimestre de 2015.

Los logros de la Compañía como empresa pionera en la inversión privada en el sector energía de México, incluyen lo siguiente:

- la Compañía fue la primera empresa del sector privado en ganar una licitación para la distribución de gas natural en México, tras la reforma del régimen legal de la industria en 1995;
- la Compañía construyó el primer gasoducto de gas natural en el estado de Baja California y ha sido la única desarrolladora de sistemas de transporte de gas natural de acceso abierto en dicho estado (que anteriormente no tenía acceso a los sistemas de gasoductos de México y los Estados Unidos);
- los sistemas de transporte de gas natural de la Compañía en Baja California permitieron que la CFE convirtiera sus plantas de generación de electricidad a base de combustóleo, a plantas que funcionan con gas natural. Además, la Compañía es el principal proveedor de gas natural para la CFE en el estado de Baja California;
- la Compañía es socia de Pemex Gas en un proyecto de coinversión en infraestructura de gas y petroquímicos básicos;
- la Compañía construyó la primera Terminal de almacenamiento de GNL en la costa oeste del continente americano;
- la Compañía está desarrollando el primer proyecto transfronterizo de generación de energía con fuentes renovables en México: el parque eólico Energía Sierra Juárez;
- la Compañía está construyendo el Proyecto Etanoducto, el primer sistema de ductos de etano privado en México; y
- la Compañía está construyendo el Gasoducto Sonora que tendrá una longitud total de aproximadamente 835 km y una capacidad combinada total de 1,280 mpcd (13.3 mthd), de conformidad con dos contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural que la CFE le adjudicó en octubre de 2012.

Además de contar con activos a todo lo largo de la cadena de valor de la infraestructura para el sector energía, la Compañía ha mejorado su posición de mercado mediante la formación de asociaciones estratégicas. En 2010 la Compañía adquirió diversos activos, incluyendo su participación del 50% en el negocio conjunto con Pemex Gas. Actualmente, este negocio conjunto se dedica al desarrollo, construcción y operación de sistemas de transporte de gas natural, Gas LP y Etano, así como de terminales de almacenamiento de Gas LP.

Ventajas competitivas

La Compañía considera que las siguientes ventajas competitivas la distinguen de sus competidores y son cruciales para poder seguir implementando exitosamente su estrategia:

- **Capacidad comprobada para el desarrollo de diversos tipos de activos de energía y amplia experiencia en la operación de los mismos.** La Compañía cuenta con más de 17 años de experiencia operando en México, lo cual le ha permitido desarrollar la capacidad y las relaciones necesarias para construir y operar exitosamente proyectos propios de infraestructura de energía que son críticos para el país. Durante este período la Compañía ha desarrollado una trayectoria de éxitos comprobados en la construcción de proyectos tanto de nueva creación como de ampliación, así como flexibilidad para adquirir activos de energía tanto en líneas de negocios ya existentes como en nuevas líneas. La Compañía efectuó su

primera inversión en México en 1996, tras obtener el primer permiso privado de distribución de gas natural otorgado en México. Desde ese entonces, su sistema de distribución Ecogas ha evolucionado hasta convertirse en una de las distribuidoras modelo de gas natural. El proyecto de mayor envergadura desarrollado por la Compañía hasta esta fecha es la Terminal de GNL, que involucró una inversión de USD\$1,200 millones. Otros de los proyectos sobresalientes de la Compañía incluyen su inversión de aproximadamente USD\$350 millones en la construcción de su planta de generación de electricidad de ciclo combinado alimentada por gas natural en Mexicali, Baja California; la adquisición de los activos de infraestructura de El Paso Corporation por USD\$300 millones en 2010, incluyendo su negocio conjunto con Pemex Gas; y su inversión de USD\$200 millones en la ampliación del Gasoducto Rosarito y TGN. Los proyectos en construcción son: Energía Sierra Juárez, Gasoducto Sonora, Proyecto Etanoducto, Gasoducto Los Ramones I y Gasoducto Los Ramones Norte.

- **Flujos de efectivo estables y visibilidad a través de sus contratos de largo plazo.** La Compañía tiene contratada una parte sustancial de la capacidad sus activos, de conformidad con contratos a largo plazo que obligan a los clientes a cubrir el precio total del contrato independientemente de si utilizan o no la capacidad contratada. Esto le ayuda a la Compañía a contar con flujos de efectivo constantes y predecibles a largo plazo. Las contrapartes de sustancialmente todos estos contratos son empresas privadas de reconocida solvencia o entidades del sector público; y están denominados en Dólares. Además de mejorar la estabilidad de los flujos de efectivo de la Compañía, estos contratos con base firme minimizan su exposición directa a los riesgos relacionados con los precios de los insumos. La estructura actual de las tarifas de la Compañía minimiza sus riesgos de mercado ya que las tarifas, reguladas por la CRE, que son base de algunos de los contratos de la Compañía, son ajustadas regularmente con base en la inflación o las fluctuaciones en los tipos de cambio.
- **Portafolio de activos energéticos que cubre una amplia gama de oportunidades de mercado.** La Compañía es la única empresa del sector infraestructura de energía cuyos activos están diversificados a todo lo largo de la cadena de valor de las actividades que se encuentran abiertas a la inversión por parte del sector privado, incluyendo el negocio de gasoductos, el negocio de GNL, el negocio de distribución y el negocio de generación de electricidad. Con base en su tamaño, su ubicación geográfica y su diversa cartera de activos, la Compañía considera que se encuentra ubicada en una posición ideal para seguir ampliando y desarrollando su plataforma de activos de infraestructura de energía. Dado su historial comprobado como pionera en la inversión privada en proyectos de infraestructura en México y sus relaciones con los participantes más importantes en la industria, la Compañía se encuentra bien ubicada para incursionar en nuevos sectores de la industria a medida que se abran otras oportunidades de inversión por parte del sector privado, debido a la nueva redacción de los artículos constitucionales 25, 27 y 28. Además, en virtud de que la mayoría de sus activos de infraestructura de energía están ubicados en el norte del país, la Compañía está colocada en una posición estratégica para convertirse en un participante clave en la creciente demanda de servicios de importación y exportación de hidrocarburos a lo largo de la frontera con los Estados Unidos.
- **Pionera en el desarrollo de la infraestructura de energía del país.** La Compañía es una de las pocas empresas privadas que son propietarias y operadoras de activos de infraestructura de energía en México; y fue una de las primeras empresas privadas en incursionar en el mercado de la infraestructura de energía del país. Desde que el gobierno federal abriera el sector del gas natural a la inversión privada en 1995, la Compañía ha invertido aproximadamente USD\$2,800 millones en activos de infraestructura de energía en el país y ha incursionado exitosamente en varios sectores a medida que las reformas legislativas han abierto nuevos sectores a la inversión por parte del sector privado. Esta experiencia como pionera en la propiedad y operación de proyectos de infraestructura en México ha ayudado a la Compañía a adquirir una posición de liderazgo en la industria. Actualmente la Compañía ocupa el primer y segundo lugares en términos de presencia en los sectores GNL y gasoductos, con una participación de mercado, según cifras 2012 de la SENER, de aproximadamente el 50% y el 28% en dichos sectores, respectivamente. La Compañía se encuentra bien ubicada para actuar como pionera en los nuevos sectores del sector energía a medida que surjan oportunidades adicionales, aprovechando su amplia experiencia.
- **Sólido historial de relaciones positivas y cumplimiento de obligaciones con las autoridades competentes y las empresas paraestatales.** La Compañía ha colaborado estrechamente con la CRE y las demás autoridades competentes del sector energía durante los últimos 17 años, por lo que ha desarrollado un profundo conocimiento de los procesos y el marco regulatorio relacionados con dicho sector. La Compañía considera que su colaboración y estrecha coordinación con las autoridades competentes, le proporcionan una ventaja clave, por lo que tiene planeado seguir cultivando y ampliando estas relaciones positivas. Además, la Compañía tiene celebrados diversos contratos a largo plazo con las empresas paraestatales (Pemex Gas y la CFE), y cuenta con permisos y autorizaciones para desarrollar y operar sus activos de energía en México.
- **Equipo ejecutivo con una gran experiencia.** El equipo ejecutivo de la Compañía cuenta con una amplia experiencia en la industria de la infraestructura de energía. Los miembros del equipo ejecutivo de la Compañía tienen una experiencia promedio de más de 17 años en el desarrollo y la operación de activos de energía en México. La Compañía cuenta con los conocimientos y la capacidad necesarios para administrar todos sus activos y operaciones de manera exitosa y segura, y con la experiencia necesaria para ampliar su trayectoria actual e incursionar en nuevos sectores a medida que surjan nuevas oportunidades. La Compañía considera que su equipo ejecutivo es una de sus principales ventajas competitivas en comparación con otros participantes en la industria.

- **Sociedad controladora de reconocido prestigio a nivel mundial.** La Compañía también cuenta con los beneficios derivados del fuerte apoyo por parte de Sempra Energy, su sociedad controladora, que tiene un largo historial en la creación de empresas de servicios diversificadas en el sector energía a escala global. Sempra Energy, con sede en San Diego California, es una Compañía Fortune 500 de servicios de energía, con ingresos de aproximadamente 10.5 mil millones de Dólares en el año 2013. Los cerca de 17,000 empleados de las empresas de Sempra Energy sirven a más de 31 millones de consumidores en todo el mundo. La Compañía prevé que su relación con Sempra Energy le permitirá seguir teniendo acceso a una considerable red de relaciones comerciales a todo lo largo de la industria, así como a una sólida infraestructura de apoyo directivo, operativo, comercial, técnico y de administración de riesgos. La Compañía considera que, entre otras cosas, este acceso le permitirá continuar maximizando el desempeño operativo y financiero de sus activos y mejorar la eficiencia de sus operaciones actuales y sus proyectos de ampliación y crecimiento.
- **Bajos niveles de deuda.** Al 31 de diciembre de 2013, el total de la deuda insoluble de la Compañía es USD\$434 millones y su razón deuda sobre UAIDA ajustada de 1.43 veces. Esto se traduce en un balance general que le proporciona la flexibilidad necesaria para participar en forma competitiva en la búsqueda de nuevas adquisiciones y oportunidades de crecimiento orgánico y nuevas oportunidades de proyectos *greenfield*.

Estrategia

La Compañía tiene planeado mantener su estrategia de invertir en una gama diversificada de activos de energía que sean capaces de generar flujos de efectivo estables y predecibles a largo plazo. Uno de los aspectos clave de la estrategia de la Compañía, consiste en aprovechar su experiencia y sus relaciones para incursionar en nuevos sectores a medida que las reformas legislativas permitan un mayor nivel de inversión privada en el sector energía. La Compañía se propone crecer, a través de inversiones de capital, a atractivas tasas de rendimiento en proyectos tanto de nueva creación como de ampliación, mejorando su posición en los segmentos de negocios ya existentes o adquiriendo nuevos negocios y formando asociaciones o negocios conjuntos en proyectos estratégicos. En términos generales, la Compañía se concentra en proyectos cuyos contratos generen flujos de efectivo estables a largo plazo con contrapartes que gozan de un alto nivel crediticio. La Compañía tiene contratada una parte sustancial de su capacidad actual a través de contratos a largo plazo con empresas de reconocida solvencia y altas calificaciones crediticias, que están obligadas a cubrir a la Compañía el importe de sus contratos, independientemente de que utilicen o no la capacidad contratada. La Compañía se concentra en las inversiones que le permitan controlar las operaciones del activo o ejercer una influencia significativa en las operaciones diarias y decisiones estratégicas de la empresa respectiva. La Compañía se propone lograr estos objetivos a través de las siguientes estrategias:

- **Ampliación y optimización de sus activos actuales.** la Compañía ha invertido aproximadamente USD\$2,800 millones en proyectos de infraestructura de energía en sus dos segmentos de negocios. En los últimos tres años la Compañía ha efectuado inversiones en activos por un promedio anual de aproximadamente USD\$150 millones. La Compañía intenta ampliar continuamente su sistema actual de manera rentable. Por ejemplo, como se explicó anteriormente, actualmente está desarrollando (1) el parque eólico Energía Sierra Juárez, cuya etapa inicial tendrá una capacidad de hasta aproximadamente 155 MW (y que se prevé que iniciará operaciones en la primera mitad de 2015); (2) el Gasoducto Sonora —un gasoducto integrado por dos tramos interconectados ubicados en los estados de Sonora y Sinaloa, que tendrá una longitud total de aproximadamente 835 km y una capacidad combinada de 1,280 mpcd (13.3 mthd), de conformidad con dos contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural celebrados entre la CFE y la Compañía. Este gasoducto está ubicado en una región que actualmente no cuenta con suministro de gas natural y la Compañía prevé que las industrias de la región tendrán interés en contratar servicios de transporte de gas natural en el Gasoducto Sonora y que habrá nuevas industrias interesadas en instalarse en la región como resultado de la nueva disponibilidad de infraestructura de gas natural, en el entendido que lo anteriormente señalado se encuentra sujeto a la obtención y/o cumplimiento de requisitos legales y contractuales. Esta demanda existente y futura en la región representa una oportunidad potencial para expandir el Gasoducto Sonora; (3) el Proyecto Etanoducto, un ducto de etano de aproximadamente 224 km con una capacidad de diseño de hasta aproximadamente 151.9 mpcd (2.7 mthd), el cual se espera entre en operaciones en la primera mitad de 2015; (4) el Gasoducto Los Ramones I, un sistema de transporte de gas natural por ducto de aproximadamente 114 km de longitud, 48” de diámetro y una capacidad de transporte en su etapa final de 2.1 bpc; y (5) el Gasoducto Los Ramones Norte un sistema de transporte de gas natural por ducto de aproximadamente 441 km de longitud.
- **Crecimiento del negocio conjunto con Pemex Gas.** El negocio conjunto con Pemex Gas le ha proporcionado a la Compañía importantes oportunidades para el desarrollo de sistemas de almacenamiento y transporte de gas natural y Gas LP y transporte de etano. La Compañía continúa buscando oportunidades de crecimiento adicional a través de este negocio conjunto, agregando proyectos de infraestructura de energía a su cartera actual de activos.
- **Ampliación continua de su red de activos de energía.** Como pionera en la inversión privada en el sector energía de México, la Compañía está colocada en una buena posición para incrementar sus ingresos y su rentabilidad incursionando en los nuevos sectores de negocios que se abran a la inversión privada en virtud de las reformas legislativas proyectadas. La Compañía considera que también existen numerosas oportunidades de ampliar su cartera actual de activos a largo plazo, incluyendo la construcción de nuevas instalaciones de almacenamiento y transporte de gas natural, etano y Gas LP; la interconexión de la Termoeléctrica de Mexicali a la red de la CFE; y el desarrollo de etapas adicionales del parque eólico Energía Sierra Juárez, que está diseñado para incluir hasta 1,200 MW de capacidad una vez concluido. La Compañía

seguirá intentando desarrollar y adquirir activos que le reditúen atractivas tasas de rendimiento, principalmente mediante la celebración de contratos de capacidad con base firme a largo plazo que generen flujos de efectivo estables.

- ***Inversión a largo plazo en activos de infraestructura de energía.*** La Compañía considera que el continuo crecimiento económico del país conducirá al aumento de los niveles de consumo de energía en general y requerirá inversiones adicionales en activos de infraestructura de energía. La SENER estima que para 2025 la demanda de gas natural y electricidad se incrementará en un 35.2% y un 64.8%, respectivamente, con respecto a los niveles actuales. Además, la integración de la infraestructura a lo largo de la frontera con los Estados Unidos ofrece importantes oportunidades para el desarrollo de recursos adicionales a fin de satisfacer la fuerte demanda en ambos países. La Compañía considera que estos factores, aunados a la histórica insuficiencia de la inversión en proyectos de infraestructura de energía en México, han dado como resultado que el abasto de energía no sea suficiente para satisfacer las futuras necesidades del país y, en consecuencia, ofrezcan importantes oportunidades de inversión que le permitan aprovechar su estrategia de negocios.
- ***Nuevas oportunidades derivadas de la Reforma Energética.*** El 20 de diciembre de 2013, el Presidente de la República firmó el decreto de reforma constitucional en materia energética aprobada por el Congreso de la Unión y la mayoría de los congresos estatales. Con el decreto 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. Al día de hoy no ha sido promulgada la legislación secundaria que definirá los detalles de la participación privada en los segmentos de negocio mencionados.
- ***Búsqueda de oportunidades en el negocio de la licuefacción.*** Actualmente, los márgenes entre los precios del gas en los Estados Unidos frente al resto del mundo ofrecen oportunidades únicas para la exportación de GNL. Varias de las empresas que participan en la industria están desarrollando instalaciones de licuefacción y exportación de GNL en los Estados Unidos y Canadá. Dadas la cercanía de la Compañía a la frontera con los Estados Unidos y la ubicación de su infraestructura actual, la Compañía cree que sus instalaciones están bien posicionadas para aprovechar las ventajas de la posibilidad de incorporar instalaciones de licuefacción y oportunidades de exportación, sujeto a la obtención de las correspondientes autorizaciones gubernamentales, como también a las condiciones de mercado, entre otros.

Segmento Gas

Transporte de gas natural y Gas LP

- La Compañía es propietaria y operadora de varios sistemas de recepción, transporte, almacenamiento, compresión y entrega de gas natural y Gas LP en los estados de Baja California, Chihuahua, Jalisco, Nuevo León, Sonora y Tamaulipas. Estos sistemas incluyen:
 - más de 500 km de ductos con capacidad instalada para el transporte de más de 5,700 mpcd (59.3 mthd) de gas natural;
 - seis estaciones de compresión con potencia total superior a 155,000 caballos de fuerza;
 - 190 km de ductos con capacidad instalada para el transporte de 30,000 bld (1.6 mthd) de Gas LP; y
 - una terminal con capacidad total de almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mth) de Gas LP en la Terminal de Gas LP de Guadalajara.
- Los activos actuales del negocio del segmento Gas incluyen el Gasoducto Rosarito, TGN, el Gasoducto Aguaprieta, la Estación Naco y los activos pertenecientes al negocio conjunto con Pemex Gas, en la que la Compañía tiene una participación del 50%. Este negocio conjunto es propietario de Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Ducto de Gas LP TDF, la Estación Gloria a Dios y la Terminal de Gas LP de Guadalajara, que fue puesta en operación en diciembre de 2013. A través del negocio conjunto, la Compañía está construyendo el Proyecto Etanoducto y los Gasoductos Los Ramones I y Los Ramones Norte.
- Todos los sistemas de transporte y las estaciones de compresión que se encuentra en proceso de construcción, tienen celebrados contratos de largo plazo, principalmente en base firme, con empresas de reconocida solvencia que son líderes en la industria, incluyendo Shell, Gazprom, CFE, Intergen, TransCanada y Pemex Gas. A continuación se incluye una descripción de los activos que pertenecen actualmente al segmento Gas de la Compañía:
 - ***Gasoducto Rosarito.*** Sistema integrado por tres tramos con una longitud total de aproximadamente 302 km, así como por una estación de compresión con potencia de 30,000 caballos de fuerza. El sistema comienza en la válvula que lo interconecta con el gasoducto de North Baja Pipeline en el cruce fronterizo con los Estados Unidos; se extiende hacia el

occidente hasta la válvula que lo interconecta con TGN de la Compañía cerca de Tijuana; y toma dirección sur para finalizar en la Terminal de GNL de la Compañía. La capacidad bidireccional de este sistema le permite a la Compañía utilizar gas natural suministrado ya sea por el mercado de gas natural de los Estados Unidos, o por su Terminal de GNL. Los tres tramos que integran el sistema se conocen como “Rosarito Mainline,” “LNG Spur” y “Yuma Lateral.” La Compañía tiene celebrados 15 contratos de transporte en base firme a largo plazo con los usuarios del Gasoducto Rosarito, mismos que representan una capacidad máxima total diaria de 3,450 mpcd (35.9 mthd), equivalente al 90% de la capacidad instalada del sistema.

- *TGN.* Sistema integrado por aproximadamente 45 km de ductos de 30 pulgadas de diámetro y por una estación de compresión con una potencia total instalada de 8,000 caballos de fuerza, cuenta con una capacidad de 940 mpcd (9.8 mthd). Este sistema se interconecta con el Gasoducto Rosarito, cerca de Tijuana; se extiende hacia el norte para interconectarse con el sistema de gasoductos de SDG&E, una filial de la Compañía, en el cruce fronterizo con los Estados Unidos; y toma dirección suroeste para finalizar en la planta Presidente Juárez de la CFE en Rosarito, Baja California, que tiene una potencia de 1,300 MW. La capacidad total del sistema está contratada hasta 2028 a través de contratos de servicio de transporte en base firme.
- *Gasoducto Aguaprieta.* Sistema integrado por aproximadamente 13 km de ductos de 20 pulgadas de diámetro y tiene una capacidad instalada de 200 mpcd (2.1 mthd). Transporta gas natural desde la frontera con los Estados Unidos hasta la planta de ciclo combinado Fuerza y Energía Naco-Nogales, ubicada al sureste de Agua Prieta, Sonora, que suministra electricidad a la CFE. Los contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con los usuarios del Gasoducto Aguaprieta representan una capacidad total de 52 mpcd (0.5 mthd), equivalentes al 25% de la capacidad instalada del sistema. Estos contratos, que se celebraron en 2002 y tienen una vigencia de 25 años, establecen una tasa que le permitirá a la Compañía recuperar el costo íntegro del gasoducto. Este sistema se construyó previendo la posible construcción de dos plantas generadoras adicionales en la misma zona por parte de la CFE. Una de dichas plantas se encuentra actualmente en proceso de construcción y, una vez concluida, representará una oportunidad para obtener ingresos adicionales.
- *Estación Naco.* Esta estación de compresión, que cuenta con una potencia de 14,340 caballos de fuerza, está instalada en el sistema de transporte de gas natural Naco-Hermosillo de Pemex Gas, en la localidad de Naco, Sonora. El 100% de la capacidad instalada de la estación de compresión, está contratada hasta 2021 a través de un contrato de servicio de compresión en base firme celebrado con Pemex Gas, y tiene una capacidad de compresión de 90 mpcd (0.9 mthd). Dicho contrato puede prorrogarse por un plazo adicional de cinco años a opción de Pemex Gas.
- *Negocio conjunto con Pemex Gas.* La Compañía adquirió su participación del 50% en el negocio conjunto con PGPB en abril de 2010. PGPB es la subsidiaria de PEMEX responsable del procesamiento, transporte y comercialización de gas, entre otras cosas. Actualmente PGPB opera gasoductos con una longitud de aproximadamente 10,300 km en todo México. El negocio conjunto es propietario del Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Ducto de Gas LP TDF, la terminal de almacenamiento Gas LP en Guadalajara y se encuentra construyendo los Gasoductos Los Ramones I y Los Ramones Norte. A continuación se incluye una descripción más detallada de estos activos:
 - *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 90,000 caballos de fuerza. Cuenta con una capacidad total máxima diaria de transporte de 1,000 mpcd (10.4 mthd) y una capacidad de compresión de 1,460 mpcd (15.2 mthd). Este sistema corre de a la estación de compresión El Caracol de la Compañía en la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, hasta su estación de compresión Los Indios, en la localidad de San Fernando, Tamaulipas. El único cliente de Gasoducto San Fernando es Pemex Gas, que tiene contratada en base firme la capacidad total del sistema hasta 2023. Pemex Gas 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.
 - *Gasoducto Samalayuca.* Este sistema está integrado por 37.7 km de ductos de 24 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 272 mpcd (2.8 mthd). Este gasoducto, que entró en operación en 1997, fue el primer sistema privado de transporte de gas natural en México. El gasoducto corre del Ejido de San Isidro, en el estado de Chihuahua, a la planta de generación eléctrica Samalayuca de la CFE; y se interconecta con un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro perteneciente a Pemex Gas, que va de Ciudad Juárez a Chihuahua. Los contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con los usuarios del Gasoducto Samalayuca representan una capacidad de 140 mpcd (1.5 mthd), equivalentes al 51% de la capacidad instalada del sistema.
 - *Estación Gloria a Dios.* Esta estación de compresión, que cuenta con una potencia de 14,340 caballos de fuerza, está instalada en el punto de interconexión del Gasoducto Samalayuca y el gasoducto Ciudad Juárez-Chihuahua de Pemex Gas, en la localidad Gloria a Dios, Chihuahua. La Compañía tiene contratada hasta 2021 una capacidad de 60 mpcd (0.6 mthd), equivalente al 100% 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. 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 Gas.

- *Ducto de Gas LP TDF.* Este sistema está integrado por aproximadamente 190 km de ductos de 12 pulgadas de diámetro que cuentan con una capacidad promedio diaria de transporte de 30,000 bld (1.6 mthd) de Gas LP, así como por una estación de bombeo instalada en las inmediaciones del punto de recepción del ducto y de un sistema de entrega aledaño que comprende dos esferas con una capacidad combinada total de 40,000 bl (2.2 mth). Este ducto, que fue el primer sistema de transporte privado de Gas LP en México, se extiende desde el área de producción de la planta de Gas LP Burgos de Pemex Gas en el estado de Tamaulipas, hasta el sistema de entrega ubicado en las afueras de Monterrey, Nuevo León. A través de un contrato de servicio de transporte en base firme con Pemex Gas, que es el único cliente del sistema, la Compañía tiene contratada hasta 2027 el 100% de la capacidad instalada del Ducto de Gas LP TDF.
- *Terminal de Gas LP de Guadalajara.* A través de su negocio conjunto con Pemex Gas, la Compañía está construyendo una terminal de almacenamiento de Gas LP en las afueras de Guadalajara, Jalisco, que contará con una capacidad de 80,000 bl (4.3 mth). Esta terminal estará integrada por cuatro esferas de almacenamiento, cada una de ellas con una capacidad de 20,000 bl (1.1 mth), así como por 10 muelles de carga y un punto de interconexión con el sistema de Gas LP perteneciente a Pemex Gas. La terminal entró en operación comercial en diciembre de 2013. La Compañía ha celebrado un contrato de servicios de almacenamiento con vigencia de 15 años con Pemex Gas, en virtud del cual esta última utilizará el 100% de la capacidad de la terminal.
- *Proyecto Etanoducto.* Sistema de transporte que incluye aproximadamente 224 km de ductos con una capacidad de diseño de hasta aproximadamente 151.9 mpcd (2.7 mthd) que transportará 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, propiedad de Braskem IDESA. Se espera que la inversión de aproximadamente USD\$330 millones, sea efectuada en su totalidad por el negocio conjunto sin aportación adicional de los socios. Este ducto será el primero de su tipo en propiedad privada en México.
- *Gasoducto Los Ramones I.* Sistema de transporte de gas natural por ducto de aproximadamente 114 km de longitud, 48 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión. El sistema inicia en la frontera del Estado de Tamaulipas con los Estados Unidos y se interconectará con el Gasoducto Los Ramones Norte y el Sistema Nacional de Gasoductos en Ramones, Nuevo León. En julio de 2013, se anunció la firma del contrato para la prestación del servicio de transporte de gas natural, por un plazo de 25 años y respecto de la totalidad de la capacidad de transporte del gasoducto.
- *Gasoducto Los Ramones Norte.* Gasoducto integrante del negocio conjunto con Pemex Gas, con 441 km de longitud, 42 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión. El sistema inicia en la interconexión con Ramones I en Ramones, Nuevo León y se interconecta con el Gasoducto Los Ramones Sur en San Luis Potosí. Gasoductos de Chihuahua, en sociedad con TAG Pipelines, constituyeron TAG Norte, empresa que desarrollará Los Ramones Norte.

Almacenamiento de GNL

- La Terminal de GNL, que entró en operación en 2008, ubicada cerca de Ensenada, Baja California y fue la primera terminal de recepción de GNL en la costa oeste del continente americano. Esta terminal recibe y almacena el GNL de sus clientes, regasifica dicho insumo y entrega el gas natural resultante al Gasoducto Rosarito, para su posterior distribución en Baja California y los Estados Unidos. El negocio de GNL de la Compañía también compra GNL por cuenta propia, para su almacenamiento y regasificación en esta terminal y su posterior venta a clientes independientes. La Terminal de GNL cuenta con una capacidad de almacenamiento de 320,000 metros cúbicos o m³ (73.3 MMTh) en dos tanques de 160,000 m³ (36.6 MMTh); y está diseñada para operar a una capacidad máxima de envío de 1,300 mpcd (13.5 mthd). La capacidad de la terminal equivale a aproximadamente una octava parte de las necesidades de consumo interno de gas natural del país.
- La Terminal de GNL genera ingresos principalmente mediante la celebración de contratos de almacenamiento en base firme con clientes independientes tales como Shell y Gazprom, así como con LNG Marketing, una subsidiaria de la Compañía. Actualmente Shell y Gazprom tienen contratada, en conjunto, el 50% de la capacidad de almacenamiento y envío de la terminal; y LNG Marketing tiene contratado el otro 50%. Las obligaciones de LNG Marketing están

garantizadas por Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, por la cantidad de USD\$282.0 millones. Cada cliente está obligado a pagar el importe total de la capacidad de almacenamiento y envío contratada por el mismo, independientemente de que entregue o no entregue GNL a la terminal. La capacidad total de la terminal está contratada hasta 2028 a través de contratos de servicio de almacenamiento en base firme celebrados con los clientes antes mencionados.

- LNG Marketing genera ingresos mediante la compra de GNL para su almacenamiento y regasificación en la Terminal de GNL, y la venta del gas natural resultante de conformidad con contratos de suministro que consumen el 100% de la capacidad de envío de la Terminal de GNL. LNG Marketing también genera ingresos mediante la venta de gas natural comprado en el mercado continental. La Compañía tiene celebrados contratos de suministro con la CFE, que utiliza el gas natural en su planta de generación Presidente Juárez; y con JPM Ventures Energy, una filial mexicana de J.P. Morgan, que a su vez vende el gas natural a la Termoeléctrica de Mexicali y a otros clientes. En el supuesto de que Sempra Natural Gas no entregue a LNG Marketing la cantidad de GNL prevista en el correspondiente contrato de compraventa a largo plazo, salvo por causa de fuerza mayor, óa pagos a LNG Marketing para cubrir los costos fijos relacionados con su capacidad reservada en la Terminal de GNL y en los gasoductos.

Distribución de gas natural

- La Compañía es propietaria y operadora del sistema de distribución de gas natural Ecogas, que abarca tres zonas geográficas de distribución: Mexicali (que atiende a la ciudad de Mexicali), Chihuahua (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango). Este sistema, que está integrado por ductos con una longitud aproximada de 3,468 km, atiende actualmente a aproximadamente 99,000 clientes industriales, comerciales y residenciales.
- Este negocio genera ingresos 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. En ocasiones, la Compañía ha contratado ciertas coberturas con respecto a estos precios a fin de reducir la posible volatilidad del precio pagado en última instancia por sus clientes. Los cargos por el servicio de distribución del sistema Ecogas están regulados por la CRE, que revisa las tarifas cada cinco años y vigila los precios cobrados a los consumidores finales. La estructura actual de los precios 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.
- Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2013, el segmento Gas de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$508 millones, equivalentes al 75% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA ajustada de USD\$290 millones, equivalentes al 95% del total de la UAIDA ajustada total de la Compañía. Los ingresos por 2013 no incluyen la participación en las utilidades de negocio conjunto con Pemex Gas de USD\$35 millones, cuyos resultados se contabilizan de conformidad con el método de participación. Sin embargo, la UAIDA ajustada del segmento Gas incluye una participación del 50% en la UAIDA ajustada imputable al negocio conjunto.

Segmento Electricidad

Generación de electricidad alimentada con gas natural

- La Compañía es propietaria y operadora de la planta de generación de energía Termoeléctrica de Mexicali, una planta de ciclo combinado con una capacidad de 625 MW, alimentada con gas natural, ubicada en la ciudad de Mexicali, Baja California. Esta planta, que entró en operación en junio de 2003, recibe gas natural a través de una interconexión con el Gasoducto Rosarito, lo cual le permite recibir tanto GNL regasificado producido por la Terminal de GNL, como gas importado de los Estados Unidos a través del sistema de North Baja Pipeline. La Termoeléctrica de Mexicali es una planta de ciclo combinado moderna y eficiente que utiliza avanzadas tecnologías ambientales que cumplen o superan los estándares aplicables tanto en México como en el estado norteamericano de California. La planta está directamente interconectada a la red de la CAISO —en la subestación Imperial Valley— por una línea dedicada de transmisión de doble circuito de 230 kilovoltios; y es capaz de suministrar electricidad a una amplia gama de posibles clientes en el estado norteamericano de California. La Termoeléctrica de Mexicali había generado ingresos mediante la venta de electricidad a Sempra Generation, pero desde el 1 de enero de 2012, bajo un nuevo contrato, la Compañía vende electricidad en la región cubierta por la CAISO, y Sempra Generation actúa como agente para la comercialización y programación de dichas ventas. Aunque actualmente toda la producción de la planta está conectada a la red de los Estados Unidos, la interconexión física puede modificarse para entregar la totalidad o parte de la producción a la

subestación La Rosita de la CFE, mediante la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente dos kilómetros, sujeto a la obtención de los permisos necesarios.

Generación de electricidad a partir de recursos eólicos

- El segmento Electricidad de la Compañía está desarrollando el proyecto Energía Sierra Juárez —un parque eólico con una capacidad proyectada de hasta 1,200 MW—, que se construiría en varias etapas. Este proyecto está ubicado en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California. La etapa inicial del proyecto, consistente en la instalación de 47 aerogeneradores, se ubicaría muy cerca de la frontera con los Estados Unidos, a 112 km de la ciudad de San Diego, California. El 21 de mayo se celebró con Vestas, un contrato de suministro y de garantía de Aerogeneradores (Wind Turbine Supply and Warranty Agreement) en el cual se acuerda adquirir 47 aerogeneradores, con opción de adquirir 5 más y Vestas a su vez prestara servicios de mantenimiento a dichos aerogeneradores. La Compañía estima que esta etapa inicial requeriría una inversión total de aproximadamente USD\$320 millones. El proyecto se interconectaría con el Sistema de Transmisión Suroeste (Southwest Powerlink), en la subestación East County que SDG&E construye en la zona este del condado de San Diego, a través de una nueva línea de transmisión transfronteriza; y también podría llegar a conectarse directamente con la red de transmisión de México. La Comisión de Servicios Públicos de California (California Public Utilities Commission) aprobó la construcción de la subestación East County el 21 de junio de 2012. La Compañía inició la construcción del proyecto en 2013 y estima concluir en 2015. La Compañía anticipa que la totalidad de la electricidad generada por los hasta 47 aerogeneradores que se instalarían inicialmente (hasta aproximadamente 155 MW) se vendería a la filial de Sempra Energy, Energía Sierra Juárez U.S., la cual ha firmado con SDG&E un contrato de compraventa de electricidad con vigencia de 20 años.

Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2013, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$168 millones, equivalentes al 25% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA ajustada de USD\$15 millones, equivalentes al 5% de total de la UAIDA ajustada del año.

Desde 1995, la Compañía ha invertido aproximadamente USD\$2,800 millones en proyectos de infraestructura de energía a través de sus dos segmentos de negocios; y continúa explorando diversas oportunidades de crecimiento (tales como el proyecto del Gasoducto Sonora, el Proyecto Etanoducto, el Gasoducto Los Ramones I, el Gasoducto Los Ramones Norte y el parque eólico Energía Sierra Juárez, los que actualmente se encuentran en proceso de construcción) tanto en forma directa como a través de su negocio conjunto con Pemex Gas y otros socios.

Dado su historial de éxito comprobado en el desarrollo y la operación de proyectos de infraestructura de energía en México y la colaboración con la CFE y Pemex Gas, la Compañía considera que está colocada en una buena posición para aprovechar las oportunidades de desarrollo en el futuro.

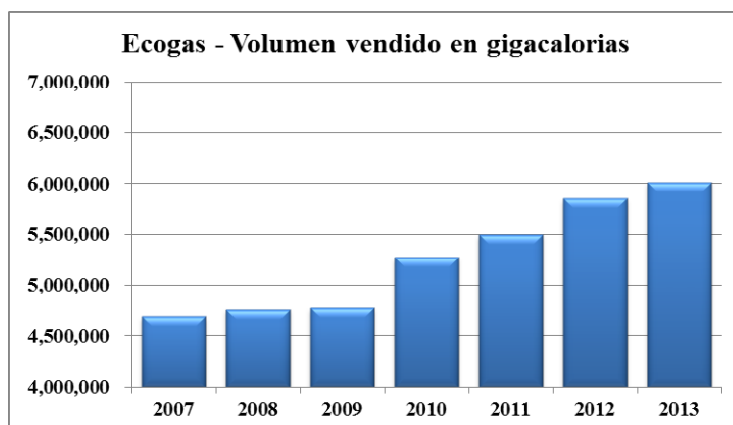
ii. Canales de distribución

Distribución

Panorama general

Ecogas, una subsidiaria de la Compañía, obtuvo el primer permiso para la construcción y operación de un sistema de distribución de gas natural otorgado a una empresa privada en México tras la expedición del RGN en 1995. El sistema Ecogas, que está integrado por ductos con una longitud aproximada de 3,468 km, atiende a 99,000 clientes industriales, comerciales y residenciales en tres zonas geográficas de distribución en el norte del país: Mexicali (que atiende a la ciudad de Mexicali), Chihuahua (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango).

Además de haber obtenido el primer permiso otorgado tras la expedición del RGN en 1995, la Compañía fue la primera distribuidora privada en cumplir con sus obligaciones frente al gobierno por lo que respecta al monto de su inversión y su número de clientes. Desde que el sistema Ecogas entrara en operación, la Compañía se ha mantenido comprometida para promover el uso del gas natural como una mejor alternativa que el Gas LP y otros combustibles entre los sectores industrial, comercial y residencial de cada uno de sus mercados. La siguiente gráfica muestra el crecimiento del sistema Ecogas en términos del volumen de gas natural vendido en los últimos cinco años.

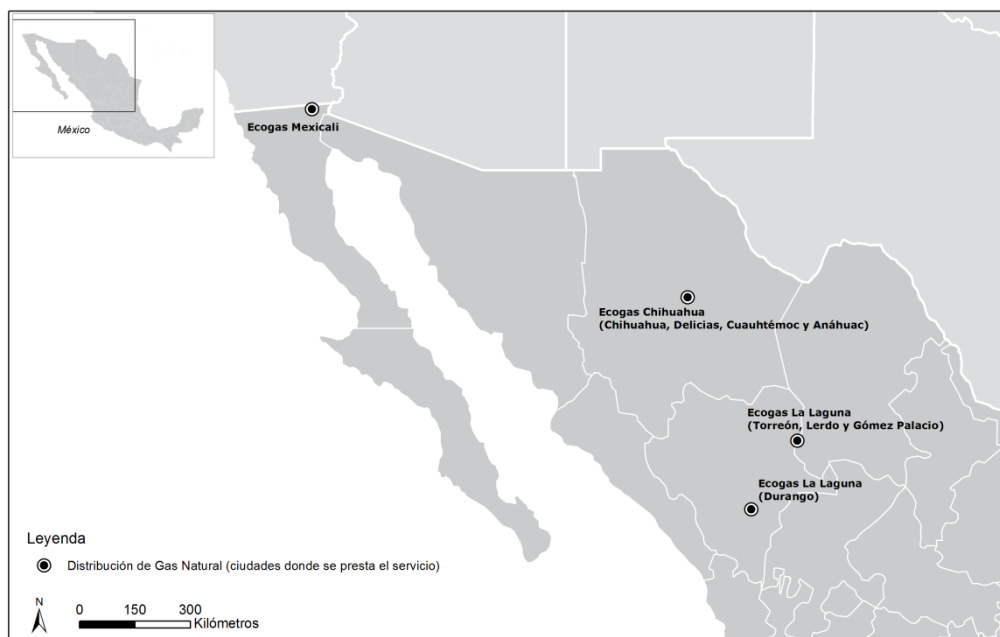


Las actividades del negocio de distribución de la Compañía incluyen:

- la compra de gas natural a proveedores;
- la recepción de gas natural en sus sistemas y el transporte del insumo a través de sus sistemas de distribución, incluyendo el mantenimiento de sus ductos y demás equipo;
- la conexión de los clientes al sistema Ecogas;
- la entrega de gas natural a los hogares y establecimientos de sus clientes;
- la medición, facturación y cobro del gas entregado;
- servicio de atención a sus clientes actuales; y
- actividades de promoción para incrementar su cartera de usuarios.

El negocio de distribución genera ingresos a través de los cargos de servicio y 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. En ocasiones, la Compañía ha contratado ciertas coberturas con respecto a estos precios, a fin de reducir la posible volatilidad del precio pagado en última instancia por sus clientes. Los cargos por servicio y distribución del sistema Ecogas, están regulados por la CRE, que revisa las tarifas cada cinco años y vigila los precios cobrados a los consumidores finales. Las tarifas correspondientes a las zonas de Mexicali y Chihuahua fueron revisadas en 2013 y abarcan el periodo 2014-2019; y las tarifas de la zona La Laguna-Durango se revisarán en 2014 para abarcar el periodo 2015-2020. La estructura actual de los precios del gas natural y minimiza el riesgo de mercado al que está expuesta la Compañía, ya que las tarifas se ajustan periódicamente con base en la inflación o 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.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las zonas del sistema de distribución Ecogas: Mexicali (que atiende a la ciudad de Mexicali), Chihuahua (que atiende a las ciudades de Chihuahua, Delicias, Cuauhtémoc y Anáhuac) y La Laguna-Durango (que atiende a las ciudades de Torreón, Gómez Palacio, Lerdo y Durango).



La siguiente tabla contiene un resumen de las principales características de las zonas de distribución del sistema Ecogas al 31 de diciembre de 2013:

	Mexicali	Chihuahua	La Laguna-Durango	Total
Longitud del sistema (km)	508	1,986	974	3,468
Número de Clientes				
Sector Residencial	12,101	58,126	26,020	96,247
Sector Comercial / Industrial	241	1,519	658	2,418
Distribución (MMcfd)				
Sector Residencial	0.4	3.7	0.9	5.0
Sector Comercial / Industrial	21.4	29.2	10.8	61.4

Oportunidades en el mercado de distribución de gas natural

La Compañía considera que su servicio de atención a clientes, en cada una de las etapas del ciclo de suministro de gas natural la ha ayudado a reportar altos niveles de satisfacción por parte de sus clientes y a distinguirse de los distribuidores tradicionales de Gas LP, que históricamente han mantenido una sólida posición en el mercado nacional de gas, especialmente por lo que respecta al sector residencial. La Compañía considera que su excelente servicio de atención a clientes y sus rápidos tiempos de respuesta representan ventajas competitivas clave, que la han ayudado a establecer una sólida reputación en términos de calidad y a ganar la lealtad de sus clientes.

Contratos con clientes

Los clientes residenciales representan el 98% del total de clientes del negocio de distribución (en términos del número de cuentas) y aportan el 58% de su margen de utilidad. En términos generales, la Compañía no celebra contratos a largo plazo con sus clientes residenciales y éstos pagan las tarifas establecidas por la CRE. La Compañía factura mensualmente los servicios

suministrados a sus clientes; y tanto la Compañía como los clientes pueden dar por terminados en cualquier momento sus contratos.

Los clientes industriales y comerciales representan en conjunto el 2% del total de clientes (en términos del número de cuentas), pero adquieren el 92% del volumen total procesado por el sistema y aportan el 42% del margen de utilidad del negocio. La Compañía tiene celebrados contratos de suministro a largo plazo con algunos de estos clientes. Aunque la CRE establece la tarifa máxima que la Compañía puede cobrar por la prestación del servicio de distribución, la Compañía puede negociar tarifas diferentes de acuerdo con el tipo de cliente, volúmenes y duración del contrato. En algunos casos los clientes deben garantizar el cumplimiento de sus obligaciones mediante cartas de crédito o depósitos en efectivo.

iii. Patentes, licencias, marcas y otros contratos

Propiedad Industrial

Actualmente la Compañía y sus filiales son titulares de los derechos de inscripción de varias marcas en México, incluyendo para la denominación y logotipo de Ecogas. Los títulos de dichas marcas se encuentran vigentes y la Compañía prevé que los mismos se renovararán de conformidad con la legislación aplicable antes de su vencimiento. En términos generales, los títulos de inscripción de las marcas pueden renovarse cada diez años, por un número de veces indefinido, en tanto las marcas estén siendo utilizadas. Hasta donde la Compañía tiene conocimiento, no existe ningún conflicto relacionado con los derechos de propiedad de sus marcas. En la medida en que la Compañía considere que alguna de las marcas pertenecientes a sus filiales es importante para sus actividades, celebrará un contrato de licencia de uso de dicha marca con la filial correspondiente. La Compañía no tiene inscrita ninguna patente relacionada con sus actividades.

iv. Principales clientes

Clientes y contratos

La Terminal de GNL genera ingresos principalmente mediante la celebración de contratos de almacenamiento en base firme con clientes independientes tales como Shell y Gazprom, así como con LNG Marketing, una subsidiaria de la Compañía. Cada cliente está obligado a pagar el importe total de la capacidad de almacenamiento, envío y producción de nitrógeno contratada por el mismo, independientemente de que entregue o no entregue GNL a la terminal. Los clientes también pagan cargos por gas combustible en base en sus niveles de uso real de la Terminal de GNL y la planta de nitrógeno. Los clientes conservan el título de propiedad del GNL almacenado en la terminal, así como del gas natural entregado en su representación al Gasoducto Rosarito.

La capacidad total de la terminal está contratada hasta 2028 a través de contratos de servicio de almacenamiento en base firme celebrados con los clientes antes mencionados. Actualmente, las obligaciones de Shell están garantizadas mediante una carta de crédito por USD\$210.6 millones emitida por BNP Paribas; las obligaciones de Gazprom están garantizadas por dos cartas de crédito por un total de USD\$73.2 millones, emitidas por BNP Paribas y Barclays Bank plc; y las obligaciones de LNG Marketing están cubiertas por una garantía financiera de USD\$282 millones otorgada por Sempra Energy, el accionista controlador Compañía. El monto del apoyo crediticio requerido con respecto a las obligaciones de Shell disminuye a lo largo de la vigencia de su contrato. Los clientes de la Terminal de GNL también tienen contratada el 100% de la capacidad de 12 mpcd de la planta de nitrógeno.

Los términos de los contratos de servicio de almacenamiento en base firme celebrados con los clientes de la Terminal de GNL, que son sustancialmente similares entre sí, se encuentran registrados ante la CRE y se rigen por lo dispuesto en las Condiciones Generales de Almacenamiento, que pueden ser modificadas por la terminal, de tiempo en tiempo, cuando así lo autorice la CRE, en el permiso otorgado por la misma para la prestación del servicio. Para una descripción de las condiciones aplicables a los servicios de almacenamiento de gas natural, véase la sección “*Regulación, permisos y cuestiones ambientales—Disposiciones aplicables a las actividades relacionadas con el gas natural—Condiciones Generales de Almacenamiento.*”

Actualmente Shell y Gazprom tienen contratada, en conjunto, el 50% de la capacidad de almacenamiento y envío de la terminal; y LNG Marketing tiene contratado el otro 50%. La Compañía considera que el tamaño y la solvencia de estas empresas de energía a nivel mundial, ayudan a mejorar la seguridad y predictibilidad de los flujos de efectivo futuros de la terminal. Los clientes actuales pueden ceder temporalmente entre sí su capacidad de almacenamiento de GNL y/o producción de nitrógeno, pero el cedente continúa siendo responsable del cumplimiento de todos los pagos, requisitos de solvencia y demás obligaciones frente a la Compañía. Shell y Gazprom también están obligadas a coordinar sus embarques, almacenamientos y envíos, así como a compartir sus respectivas capacidades de almacenamiento, ya que ninguna de ellas tiene contratada la suficiente capacidad para descargar un buque tanque de tamaño estándar. Shell y Gazprom continúan pagando sus respectivos cargos mensuales de almacenamiento, pero pueden redistribuir entre sí su capacidad combinada de almacenamiento y envío de gas natural. En el supuesto de que la Compañía amplíe la capacidad de la Terminal de GNL, estará obligada a declarar una temporada abierta para

permitir que cualquier posible cliente contrate la capacidad adicional. Dada la situación actual del mercado, la Compañía no tiene previsto ampliar la capacidad de la terminal en el corto plazo.

La Compañía no incurrirá en responsabilidad en el supuesto de que se vea imposibilitada para prestar los servicios contratados cuando los mismos le sean solicitados, debido a causas de fuerza mayor. Sin embargo, en tanto subsista dicha causa, las obligaciones de pago de los clientes se suspenderán en la medida en que los mismos no reciban servicio; y los clientes podrán dar por terminados sus contratos si la causa de fuerza mayor subsiste durante dos años consecutivos y afecta en forma significativa su servicio. Las obligaciones de pago de los clientes no se suspenden en caso de que los mismos se vean afectados por causas de fuerza mayor.

La Compañía está obligada a pagar una pena convencional a cualquier cliente que dé por terminado su contrato de servicio de almacenamiento en base firme por las causas justificadas previstas en el mismo. El monto de esta pena convencional es el equivalente a dos años de cargos por la capacidad de almacenamiento contratada o, si el contrato se da por terminado después de 2023, a un año de dichos cargos. El contrato celebrado con Shell también establece que en el supuesto de que la Compañía incumpla con el pago de la pena convencional, Shell tendrá derecho de comprar la Terminal de GNL a su precio justo de mercado menos el importe no pagado de la pena convencional.

Compraventa de GNL y gas natural

La Compañía, a través de su subsidiaria LNG Marketing, vende gas natural a terceros, tanto en México, así como a Sempra Natural Gas en el cruce fronterizo con los Estados Unidos. Actualmente, la Compañía tiene celebrados contratos de suministro de entre 247 mpcd (2.6 mthd) y 495 mpcd (5.2 mthd) de gas natural con estos clientes, incluyendo la CFE, para fines de abastecimiento de su planta de generación de energía Presidente Juárez en Rosarito, Baja California; y JPM Ventures Energy, que utiliza dicho insumo para abastecer a la Termoeléctrica de Mexicali de la Compañía, de conformidad con un contrato independiente. A través de LNG Marketing, la Compañía se ha obligado a comprar GNL de Sempra Natural Gas para su entrega a la Terminal de GNL, donde LNG Marketing tiene contratada capacidad de almacenamiento y regasificación en base firme. LNG Marketing también tiene celebrado un contrato de servicio de transporte en base firme a largo plazo, para la entrega del gas natural a los clientes antes mencionados a través de los gasoductos de la Compañía. En la medida en que las reservas de GNL regasificado de la Compañía no alcancen para satisfacer sus obligaciones con CFE y JPM Ventures Energy, la Compañía cubre dicho gas faltante mediante la compra de dicho insumo de Sempra Natural Gas. La tarifa que la Compañía paga a Sempra Natural Gas por dicho insumo es tal que le resulta a la Compañía económicamente irrelevante si adquiere este gas en el mercado o compra GNL a Sempra Natural Gas.

La Compañía entrega gas natural a la CFE en su planta de generación de energía Presidente Juárez en Rosarito, Baja California, de conformidad con un contrato de suministro a largo plazo que establece las cantidades firmes y las cantidades variables adicionales solicitadas por la CFE a entregarse durante la vigencia del mismo. Además de los cargos correspondientes a la entrega de gas natural, la CFE paga a la Compañía un cargo mensual fijo, para cubrir las obligaciones de LNG Marketing bajo un contrato de servicio de transporte celebrado con TGN. El contrato de suministro de gas natural con la CFE vence en 2022. Sin embargo, tanto la Secretaría de la Función Pública como la CFE pueden dar por terminado en forma anticipada este contrato, en el supuesto de que consideren que ello es de interés público, siempre y cuando acrediten previamente que el cumplimiento del contrato causaría pérdidas y daños a la Nación, o cuando, por causa justificada, la CFE deje de requerir el servicio de abasto de gas natural, sujeto en todo caso al derecho de audiencia de la Compañía y al seguimiento de los demás procedimientos aplicables.

La Compañía suministra a JPM Ventures Energy el gas natural utilizado por esta última para abastecer los requerimientos íntegros de la Termoeléctrica de Mexicali de conformidad con un contrato independiente entre JPM Ventures Energy y dicha planta. JPM Ventures Energy compra este gas a través de LNG Marketing, a precios variables basados en el valor del índice aplicable de precios del gas natural que se encuentre vigente en ese momento y en otros factores. Además, la Compañía paga a JPM Ventures Energy una comisión por su actuación como agente de programación para coordinar las ventas de gas natural previstas en el contrato con la CFE; durante el año terminado el 31 de diciembre de 2012, estas comisiones ascendieron a aproximadamente USD\$1.3 millones. Los contratos con JPM Ventures Energy vencen en septiembre de 2014.

Contrato de compraventa de GNL con la filial estadounidense de la Compañía

En noviembre de 2009, LNG Marketing firmó un acuerdo con LNG International, parte relacionada, en donde LNG International acordó entregar y vender GNL a LNG Marketing a partir del momento en que inicie operaciones la Terminal de GNL. En consecuencia, LNG Marketing México realizó un acuerdo de servicios de transportación y almacenamiento para comercializar el GNL. Debido a la falta de cargamentos de GNL, LNG Marketing México recibió pagos de LNG International relativos a las pérdidas y obligaciones incurridas en 2013 y 2012, por \$90,762 y \$107,754, respectivamente, las cuales se encuentran presentadas dentro de la línea de ingresos en los estados consolidados de resultados.

Por su parte, Sempra Natural Gas adquiere GNL de distintos proveedores, incluyendo a través de un contrato de compraventa a largo plazo con los socios del proyecto Tangguh (un consorcio de empresas productoras de GNL en Indonesia), que se han obligado a vender hasta 8.2 millones de metros cúbicos (1,880 mth) anuales de GNL a Sempra Natural Gas. Sin embargo, los socios del proyecto Tangguh tienen la opción de desviar anualmente la totalidad, menos unos cuantos embarques de GNL a otros compradores. El hecho de contar con embarques no sujetos a desviación al amparo del contrato entre Sempra Natural Gas y los socios del proyecto Tangguh, incrementa las probabilidades de que la Terminal de GNL pueda mantener un volumen anual de GNL suficiente para mantenerse en operación continua; y asegura que la Compañía estará en posibilidad de cumplir con cuando menos una parte de sus compromisos de entrega de gas natural regasificado a sus clientes. El contrato entre Sempra Natural Gas y los socios del proyecto Tangguh vence en 2029. La Compañía es parte de este contrato únicamente por lo que respecta a la programación de las entregas de embarques de GNL y la coordinación del uso de su terminal marítima por las otras partes.

v. Legislación aplicable y situación tributaria

Regulación, permisos y cuestiones ambientales

En virtud de que la Compañía cuenta con diversos permisos de almacenamiento de GNL y Gas LP, permisos de transporte de gas natural y Gas LP, permisos de distribución de gas natural y de generación de energía eléctrica, sus actividades se rigen por lo dispuesto en la Constitución Política y en diversas leyes, reglamentos, disposiciones generales, lineamientos y normas oficiales. Aunque la Constitución Política establece que la exploración y producción de gas natural corresponden exclusivamente a la Nación, las empresas del sector privado tales como la Compañía tienen permitido participar en el almacenamiento, transporte y distribución de dicho insumo. Además, la Compañía está sujeta a diversas leyes aplicables a las sociedades mexicanas en general; y desde febrero de 2013 se encuentra sujeta a las disposiciones aplicables a las emisoras de valores inscritos en el RNV.

La Compañía está sujeta a las leyes que rigen las siguientes actividades relacionadas con el gas natural y el Gas LP:

- **Almacenamiento**, que incluye la recepción, mantenimiento en depósito, regasificación (en su caso) y entrega de gas natural, GNL o Gas LP, cuando el gas sea mantenido en depósito en instalaciones distintas a los ductos.
- **Transporte**, que incluye la recepción, transporte y entrega de gas natural o Gas LP en los trayectos autorizados por la CRE.
- **Distribución**, que incluye la recepción, conducción, entrega y comercialización de gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica delimitada por la CRE.

El almacenamiento, transporte y distribución de gas natural se rigen por lo dispuesto en la Ley del Artículo 27 Constitucional, la Ley de la CRE, el RGN, las directivas emitidas por la CRE, las NOM, los términos y condiciones establecidos en los permisos respectivos, y todos los permisos aplicables. El almacenamiento y transporte de Gas LP se rigen, además, por lo dispuesto en el Reglamento de Gas LP.

La construcción y operación de instalaciones de almacenamiento de gas natural, ductos y sistemas de distribución también están sujetas al otorgamiento de permisos y autorizaciones por parte de autoridades gubernamentales tanto federales como estatales y municipales, incluyendo principalmente un permiso de la CRE, diversos permisos ambientales, derechos de vía, permisos municipales de uso de suelo, licencias municipales de construcción y otras autorizaciones. Estos permisos se otorgan al amparo de lo dispuesto por el RGN y la legislación en materia ambiental, civil y de desarrollo urbano. Además, los permisos otorgados por la CRE imponen ciertas obligaciones y contienen diversos términos y condiciones conocidos comúnmente como “Condiciones Generales.”

Disposiciones aplicables a las actividades relacionadas con el gas natural

El artículo 27 constitucional establece los principios generales que regulan las actividades relacionadas con el petróleo y otros hidrocarburos, incluyendo el gas natural. Antiguamente, el artículo 27 constitucional prohibía al gobierno celebrar contratos u otorgar concesiones con respecto a los hidrocarburos, estableciendo que las actividades relacionadas con dichos recursos estaban reservadas de manera exclusiva al gobierno mexicano, por conducto de PEMEX, a través de un sistema de integración vertical.

En 1995, el Congreso de la Unión aprobó un decreto de reformas a la Ley del Artículo 27 Constitucional, permitiendo la participación del sector privado (tanto mexicano como extranjero) en el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural y la venta y comercialización de gas por empresas extranjeras. Ese mismo año se publicó el RGN.

Ley del Artículo 27 Constitucional

De conformidad con lo dispuesto por la Constitución Política, la Ley del Artículo 27 Constitucional otorga a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los hidrocarburos; y establece que todas las actividades relacionadas con dichos recursos están reservadas de manera exclusiva a PEMEX y sus organismos subsidiarios. Sin embargo, la Ley del Artículo

27 Constitucional establece que las entidades del sector privado podrán realizar actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gases de hidrocarburos y construir, operar y ser propietarias de ductos, instalaciones y equipos en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación aplicables. De conformidad con la ley, el otorgamiento de los permisos respectivos compete a la CRE.

El 20 de diciembre de 2013, el Presidente de la República firmó el decreto de reforma constitucional en materia energética aprobada por el Congreso de la Unión y la mayoría de los congresos estatales. Con el decreto 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. Al día de hoy no ha sido promulgada la legislación secundaria que definirá los detalles de la participación privada en los segmentos de negocio mencionados.

La incursión de La Compañía en los nuevos segmentos de negocio abiertos a participación privada dependerá de que los proyectos específicos añadan valor y crecimiento sustanciales a nuestro portafolio, fundamentalmente a través de la obtención de sinergias, y de que se apeguen a nuestra estrategia de selección de proyectos, i.e., que sean proyectos que involucren contratos de largo plazo, *take-or-pay*, denominados en Dólares y que tengan flujos de efectivo estables y predecibles en el tiempo.

Condiciones Generales de Almacenamiento

Las Condiciones Generales de Almacenamiento regulan la prestación del servicio de recepción y almacenamiento de GNL o Gas LP (según el caso), y forman parte de los contratos respectivos. Las Condiciones Generales de Almacenamiento constituyen disposiciones de autorregulación aprobadas por la CRE y se encuentran inscritas ante dicha autoridad.

A continuación se incluye un resumen de las Condiciones Generales de Almacenamiento aplicables a los permisos de la Compañía:

Servicios. La Compañía proporciona servicios de almacenamiento para los usuarios mediante la recepción de GNL o Gas LP a la entrada de sus terminales, y la entrega del gas natural resultante (menos el requerido para la operación de la terminal respectiva) a los usuarios en cualquier punto de entrega autorizado.

Acceso a la capacidad de almacenamiento disponible. La Compañía está obligada a proporcionar a los usuarios acceso abierto y no discriminatorio a la capacidad de almacenamiento de sus instalaciones que no se encuentre contratada para el servicio de almacenamiento en base firme. Para obtener acceso a dicha capacidad, los usuarios deben celebrar un contrato de servicio, sujeto a que cuenten con las instalaciones necesarias para interconectarse con las instalaciones de la Compañía en los puntos de entrega estipulados en su contrato. Además, los usuarios deben proporcionar a la Compañía ciertas garantías financieras con respecto al cumplimiento de las obligaciones establecidas a su cargo en sus contratos y en las Condiciones Generales de Almacenamiento.

Servicio de almacenamiento en base firme. El servicio de almacenamiento en base firme consiste en el almacenamiento del GNL o Gas LP recibido en el punto de recepción, hasta por la cantidad máxima de almacenamiento del cliente establecida en el contrato de servicio, así como en la entrega de gas en el punto de entrega en cualquier momento de conformidad con lo dispuesto en el contrato de servicio. Los servicios de almacenamiento en base firme de la Compañía no pueden sujetarse a reducciones o interrupciones, salvo en los casos de excepción previstos en las Condiciones Generales de Almacenamiento y el contrato respectivo.

Servicio de almacenamiento en base interrumpible. El servicio de almacenamiento en base interrumpible consiste en el almacenamiento de GNL o Gas LP hasta por la cantidad máxima de almacenamiento establecida en el contrato de servicio. Los usuarios tienen derecho de solicitar este servicio durante la vigencia de sus contratos. Sin embargo, el servicio de almacenamiento en base interrumpible está supeditado a cualquier capacidad disponible que exista después de que se satisfagan los pedidos de almacenamiento en base firme.

Interrupción del servicio. Los usuarios no tienen derecho a recibir servicio de almacenamiento si no se encuentran al corriente con todos los pagos adeudados a la Compañía, a menos que, sujeto al consentimiento previo de esta última, proporcionen una garantía satisfactoria para cubrir el adeudo vencido.

Capacidad crediticia. Para poder recibir servicios de almacenamiento, los usuarios deben ser solventes o establecer su capacidad crediticia dentro de los 30 días siguientes a la fecha en que la Compañía se los solicite. Si los usuarios no comprueban su capacidad crediticia conforme a lo antes descrito, deben otorgar una garantía financiera con respecto al cumplimiento de las obligaciones establecidas a su cargo en sus contratos y en las Condiciones Generales de Almacenamiento.

Suspensión, reducción o modificación del servicio. La Compañía puede suspender el servicio de almacenamiento en caso de que los usuarios incumplan con sus obligaciones contractuales; y transcurridos diez días sin que se haya subsanado dicho incumplimiento, puede dar por terminado el contrato respectivo. Los contratos se rescinden automáticamente en caso de insolvencia del usuario, pudiendo la Compañía disponer de cualquier garantía financiera otorgada por el usuario. Si la Compañía suspende el servicio de almacenamiento sin causa justificada, debe abonar al usuario una cantidad igual a cinco veces el importe

del cargo por servicio que hubiere estado a disposición de dicho usuario de no haber ocurrido la suspensión. Dicho importe se calcula de conformidad con lo establecido en las Condiciones Generales de Almacenamiento.

Ventas y adquisiciones varias. La Compañía no está obligada a celebrar contratos de servicio a una tarifa menor que la tarifa regulada.

Pagos. En caso de que los usuarios incumplan con sus obligaciones de pago, la cantidad adeudada devenga intereses a la tasa diaria estipulada en las Condiciones Generales de Almacenamiento. Si el incumplimiento subsiste durante el período previsto en las Condiciones Generales de Almacenamiento, la Compañía puede suspender el servicio.

Responsabilidad, garantía y cesiones. Se considera que la Compañía tiene el control y la responsabilidad del GNL o Gas LP almacenado, desde el momento de su recepción en su sistema y hasta el momento de su entrega al usuario. Se considera que el usuario tiene el control y la responsabilidad del GNL o Gas LP hasta el momento de su recepción por la Compañía y a partir del momento en que ésta lo entregue al usuario.

Cualquiera de las partes puede ceder o dar en garantía sus derechos y obligaciones bajo el contrato de servicio de almacenamiento, sujeto al consentimiento previo y por escrito de la otra parte. Se considera que los usuarios han autorizado incondicionalmente a la Compañía a ceder sus derechos y obligaciones a sus acreedores para efectos de obtener financiamiento, o a cualquier entidad que adquiera el sistema de almacenamiento respectivo con autorización previa de la CRE.

La Compañía únicamente es responsable ante los usuarios por los daños y perjuicios que éstos sufran directamente como resultado del incumplimiento de las obligaciones de prestación del servicio de almacenamiento previstas en el contrato respectivo (es decir, en caso de suspensión o interrupción de la entrega de GNL o Gas LP en el punto de entrega pactado). Los usuarios deben asegurarse de que sus buques estén completamente asegurados (incluyendo contra responsabilidad ambiental) y estén tripulados y mantenidos de manera que cumplan con los estándares nacionales e internacionales aplicables.

Caso fortuito o fuerza mayor. Constituye caso fortuito o de fuerza mayor cualquier suceso previsible o imprevisible, pero inevitable, que obstaculice o impida que la parte afectada cumpla con sus obligaciones contractuales. Tras la recepción de una notificación de dicho suceso por la otra parte, las obligaciones de ambas partes (salvo la obligación de pago de las cantidades adeudadas hasta ese momento) se suspenden durante el tiempo que subsista la situación. Bajo ninguna circunstancia constituyen caso fortuito o de fuerza mayor los problemas financieros y técnicos. En el supuesto de que el sistema de almacenamiento correspondiente se vea afectado por caso fortuito o de fuerza mayor, las obligaciones de pago de los clientes por lo que respecta a la capacidad de almacenamiento se suspenden o, en su caso, se reducen en forma proporcional a los servicios prestados. La Compañía también puede suspender, restringir o modificar las entregas de GNL o Gas LP a los usuarios si se ve afectada por un caso fortuito o de fuerza mayor.

En el supuesto de suspensión o reducción de los servicios de almacenamiento por caso fortuito o de fuerza mayor que no esté relacionado con el sistema, el usuario debe continuar cumpliendo con el pago de las cantidades adeudadas hasta ese momento.

Gas para la operación del sistema. La Compañía requiere cierta cantidad de gas natural para la operación de sus sistemas y la prestación del servicio de almacenamiento, por lo cual tiene derecho a retener y utilizar para dicho efecto, sin costo o cargo alguno, la cantidad almacenada disponible de GNL de los usuarios.

Solución de controversias. Todas las controversias deben someterse a arbitraje.

Tarifas. La Compañía está autorizada para negociar tarifas diferentes a las previstas en las listas de tarifas aprobadas por la CRE. De cualquier forma, las tarifas por servicios interrumpibles deben ser inferiores respecto de las tarifas por servicios en base firme. Anualmente, la Compañía está obligada a publicar las tarifas aplicables en el Diario Oficial de la Federación y en las gacetas oficiales de los estados en donde presta servicios de distribución.

Cesión de la capacidad del usuario. Cualquier usuario puede ceder temporal o permanentemente a otro usuario la totalidad o una parte de su capacidad máxima de almacenamiento, previo aviso a la Compañía. Toda cesión de derechos contractuales debe ser aprobada por la Compañía y está sujeta al cumplimiento de las condiciones de capacidad crediticia antes descritas.

Criterios para la interconexión. La Compañía está obligada a permitir que otros permisionarios se interconecten a sus sistemas, siempre y cuando exista capacidad disponible para prestar el servicio solicitado, la interconexión sea técnicamente viable y la parte que pretenda interconectarse cubra todos los gastos relacionados con la interconexión.

Condiciones Generales de Transporte

Las Condiciones Generales de Transporte regulan la prestación del servicio de transporte de gas natural o Gas LP (según el caso), y forman parte de los contratos respectivos. Las Condiciones Generales de Transporte constituyen disposiciones de autorregulación aprobadas por la CRE y se encuentran inscritas ante dicha autoridad.

A pesar de que las Condiciones Generales de Transporte aplicables a los distintos permisos de la Compañía son muy similares, en algunos casos varían de un permiso a otro y, en consecuencia, de un contrato de servicio a otro. A continuación se

incluye un resumen de las principales Condiciones Generales de Transporte comunes para todos los permisos de transporte y sus respectivos contratos:

Vigencia. Las Condiciones Generales de Transporte son aplicables durante la vigencia del permiso respectivo de la CRE.

Ampliación de la capacidad. En el supuesto de que las solicitudes de servicio de transporte excedan de la capacidad disponible en los sistemas de la Compañía, ésta estará obligada a construir nuevos ductos para ampliar su capacidad y poder atender dichas solicitudes, siempre y cuando el servicio solicitado sea técnica y económicamente viable.

Contratos de servicio de transporte. La Compañía únicamente presta servicios de transporte a los usuarios con quienes ha celebrado un contrato de prestación dicho servicio con base en el formato previsto en las Condiciones Generales de Transporte, previo cumplimiento de todos los requisitos establecidos en dichas condiciones. La Compañía celebra contratos de servicio de transporte en forma selectiva tras analizar a fondo las solicitudes de servicio presentadas por los posibles usuarios.

Órdenes. Durante la vigencia de sus contratos, los usuarios preparan y presentan órdenes que contienen la información correspondiente al volumen diario de gas a ser transportado, los puntos de recepción y entrega aplicables (que deberán estar previamente aprobados), y las fechas de inicio y conclusión de la orden respectiva.

Capacidad crediticia. De conformidad con las Condiciones Generales de Transporte, la Compañía no está obligada a proporcionar servicio a los usuarios que tengan saldos insolutos o sean insolventes. Si los usuarios no comprueban su capacidad crediticia, deben otorgar una garantía financiera con respecto al cumplimiento de las obligaciones establecidas a su cargo en sus contratos y en la Condiciones Generales de Transporte.

Cesión. Los usuarios pueden ceder su capacidad en los sistemas de la Compañía con el consentimiento previo y por escrito de esta última, siempre y cuando el cesionario cumpla con los requisitos establecidos en las Condiciones Generales de Transporte, incluyendo el otorgamiento de las garantías necesarias.

Pagos. En caso de que los usuarios incumplan con sus obligaciones de pago, la cantidad adeudada devenga intereses a la tasa diaria estipulada en las Condiciones Generales de Transporte. Si el incumplimiento no se subsana dentro del plazo previsto para dicho efecto en las Condiciones Generales de Transporte (que varía de diez a noventa días), la Compañía puede suspender el servicio y dar por terminado el contrato respectivo.

Suspensión del servicio. Las Condiciones Generales de Transporte aplicables a la mayoría de los permisos de la Compañía establecen que ésta no incurrirá en responsabilidad por la suspensión, restricción o modificación del servicio de transporte como resultado de hechos que constituyan caso fortuito o fuerza mayor, fallas en las instalaciones del usuario, la realización obras necesarias para el mantenimiento, ampliación o modificación del sistema de transporte, o el incumplimiento de las obligaciones contractuales del usuario. De conformidad con las Condiciones Generales de Transporte aplicables a ciertos permisos, en algunos casos el usuario debe continuar cumpliendo con el pago de los cargos de capacidad aplicables durante el período de suspensión. En caso de suspensión del servicio por causas distintas a las anteriormente señaladas, la Compañía deberá abonar al usuario una cantidad equivalente a cinco veces el importe del servicio que hubiese estado disponible de no haber ocurrido la suspensión.

Cuando una suspensión por caso fortuito o de fuerza mayor se prolongue por más de cinco días hábiles, la Compañía deberá presentar a la CRE, para su aprobación, el programa que se aplicará para enfrentar la situación.

Constituye caso fortuito o de fuerza mayor cualquier suceso previsible o imprevisible, pero inevitable, que obstaculice o impida que la parte afectada cumpla con sus obligaciones contractuales. Transcurrido el plazo previsto en las Condiciones Generales de Transporte (que puede variar de un permiso a otro) desde la fecha del suceso respectivo, la parte afectada puede dar por terminado el contrato de servicio.

Indemnización. Los usuarios están obligados a indemnizar a la Compañía y a sus funcionarios, agentes, empleados y contratistas, por cualesquiera daños o perjuicios sufridos por la Compañía o por dichas personas como resultado del incumplimiento de las obligaciones contractuales de los usuarios.

Solución de controversias. Todas las controversias deben someterse a arbitraje. En el supuesto de que el usuario tenga el carácter de consumidor en términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor, cualquier controversia con dicho usuario deberá resolverse de conformidad con lo dispuesto en dicha ley.

Condiciones Generales de Distribución

Las Condiciones Generales de Distribución regulan la recepción, conducción, entrega y comercialización de gas natural. Las Condiciones Generales de Distribución aplicables al permiso correspondiente a cada zona geográfica constituyen disposiciones de autorregulación aprobadas por la CRE y se encuentran inscritas ante dicha autoridad.

A pesar de que las Condiciones Generales de Distribución aplicables a los distintos permisos de la Compañía son muy similares, en algunos casos varían de un permiso a otro y, en consecuencia, de un contrato de servicio a otro. A continuación se incluye un resumen de las principales Condiciones Generales de Distribución comunes para todos los permisos de distribución y sus respectivos contratos:

Servicios. La Compañía presta servicios de distribución en base firme e interrumpible mediante la recepción de gas natural en uno o varios puntos de recepción de su sistema, y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema. En caso de suspensión, restricción o modificación del servicio, los servicios en base firme tendrán prioridad sobre los servicios en base interrumpible. En caso de suspensión del servicio sin causa justificada, la Compañía estará obligada a abonar a los usuarios una cantidad equivalente a cinco veces el importe del servicio que hubiese estado disponible de no haber ocurrido dicha interrupción.

Interconexión. Una vez concluido el período de exclusividad otorgado por la CRE a la Compañía para una determinada zona geográfica, la Compañía está obligada a permitir que otros permisionarios se interconecten a su sistema, siempre y cuando exista capacidad disponible para prestar el servicio solicitado y la interconexión sea económicamente viable. El cargo por interconexión será convenido por las partes.

Tarifas. La Compañía puede pactar libremente tarifas diferentes a las establecidas en la lista de tarifas aprobadas por la CRE. En todo caso, las tarifas para el servicio interrumpible deben ser inferiores a las del servicio en base firme. La Compañía está obligada a publicar anualmente sus tarifas en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de los estados donde preste el servicio de distribución.

Capacidad del sistema. La utilización máxima diaria en el pico del sistema de distribución se calcula aplicando el modelo de simulación denominado *Stoner Workstation*, que es un estándar de la industria utilizado a nivel internacional para analizar diversos flujos a través de sistemas de ductos. Cuando la capacidad solicitada excede de la capacidad disponible, la Compañía debe procurar mantener en primer término el servicio residencial y el servicio comercial, debiendo consultar a cada usuario industrial para evaluar la posibilidad de reducir o suspender el servicio de este último.

Crédito, depósitos y garantías. Para establecer su capacidad crediticia, los usuarios deben cumplir con cuando menos uno de los siguientes requisitos: (1) efectuar un depósito en efectivo a nombre de la Compañía por una cantidad equivalente a tres veces el importe de la factura mensual de mayor monto que la Compañía estime que va a facturar en función del tipo de usuario de que se trate; (2) proporcionar un aval, una carta de crédito irrevocable o una fianza para garantizar el pago de sus facturas; o (3) haber pagado oportunamente todas las facturas por concepto del servicio durante un período de 12 meses consecutivos.

Obligaciones en materia de seguridad. La Compañía está obligada a dar aviso inmediato a la CRE y a las autoridades competentes a nivel local, de cualquier hecho que ponga en peligro la salud y seguridad públicas. Dicho aviso debe incluir las medidas adoptadas y que se tenga planeado adoptar para hacer frente a dicha situación. La Compañía también está obligada a utilizar equipos, materiales e instalaciones que cumplan con las especificaciones establecidas por las NOM aplicables o, a falta de estas últimas, que satisfagan las especificaciones técnicas internacionales aceptadas en la industria. Además, la Compañía está obligada a capacitar a su personal para la prevención y atención de siniestros, así como a proporcionar el auxilio que le sea requerido por las autoridades competentes en caso de emergencia o siniestro. La Compañía también debe adquirir y mantener vigentes los seguros estipulados en los permisos aplicables, para cubrir cualesquiera responsabilidades resultantes.

Responsabilidad. La Compañía será responsable de los daños que cause al prestar sus servicios hasta el punto de entrega al usuario final, salvo en caso de culpa o negligencia inexcusable de la(s) víctima(s). A partir del punto de entrega al usuario final, éste asumirá la responsabilidad por cualquier daño sufrido por el mismo o por terceros.

Suspensión del servicio. La Compañía puede suspender el servicio, sin incurrir en responsabilidad alguna, en los siguientes supuestos: (1) si determina que el sistema o los equipos del usuario constituye un peligro o riesgo significativo; o (2) por orden escrita de una autoridad competente en la que se manifieste que el sistema del usuario constituye un peligro o riesgo, o no cumple con las disposiciones legales aplicables. La Compañía también puede suspender el servicio en el supuesto de que el usuario incumpla con el pago de dos o más facturas.

La Compañía no incurre en responsabilidad cuando la suspensión del servicio de distribución se debe a alguna de las siguientes causas: (1) caso fortuito o fuerza mayor; (2) fallas en las instalaciones del usuario o mala operación de las mismas; (3) la realización de obras necesarias para el mantenimiento, ampliación o modificación del sistema de distribución, siempre y cuando dé aviso previo de dicha circunstancia a los usuarios; y (4) incumplimiento de las obligaciones contractuales de los usuarios.

Terminación. Todo usuario puede dar por terminado su contrato con la Compañía previo aviso a esta última con cuanto menos dos días de anticipación a la fecha de terminación.

Solución de controversias. Todas las controversias deben someterse a arbitraje. En el supuesto de que el usuario tenga el carácter de consumidor en términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor, cualquier controversia con dicho usuario deberá resolverse de conformidad con lo dispuesto en dicha ley.

Ley de la CRE

En virtud de que la Compañía cuenta con diversos permisos de almacenamiento de GNL y Gas LP, permisos de transporte de gas natural y Gas LP, permisos de distribución de gas natural y permisos de generación de energía eléctrica, sus actividades están sujetas a supervisión por parte de la CRE.

La Ley de la CRE establece las atribuciones de la CRE y contiene disposiciones relativas a su organización y funcionamiento. La CRE es un órgano desconcentrado de la SENER; goza de autonomía técnica, operativa, de gestión y decisión; y es la única autoridad facultada para otorgar de permisos de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural y generación de energía eléctrica a los participantes en la industria nacional, así como de supervisar, vigilar e inspeccionar las operaciones de estos últimos y verificar el cabal cumplimiento de sus permisos.

De conformidad con la Ley de la CRE, la CRE goza de amplias facultades para regular el almacenamiento, transporte y distribución de gas natural, incluyendo la aprobación y expedición de los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de dichos servicios por los sectores público y privado, y la expedición de las metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los mismos.

RGN

La industria nacional del gas natural también se rige por lo dispuesto en el RGN, que regula los siguientes aspectos de los permisos de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural:

- los requisitos técnicos y financieros aplicables a las operaciones de los permisionarios, incluyendo por lo que respecta a su capitalización y a la prohibición de que participen en esquemas de integración vertical;
- las reglas aplicables a la vigencia, duración y prórroga de los permisos;
- las reglas aplicables a la transferencia, modificación, extinción y revocación de los permisos;
- los requisitos necesarios para la obtención de los distintos permisos;
- los procedimientos aplicables al otorgamiento de permisos;
- las reglas específicas aplicables a los permisos de distribución, incluyendo las relativas al establecimiento y modificación de las zonas geográficas y a los derechos iniciales de exclusividad del permisionario en una determinada zona geográfica;
- las reglas aplicables a la prestación de los distintos servicios, incluyendo las obligaciones específicas con las que deberán cumplir los permisionarios; y
- las tarifas y términos de los servicios.

De conformidad con el RGN, los permisos de almacenamiento y transporte de gas natural se clasifican en permisos de acceso abierto y permisos para usos propios. Los permisos de acceso abierto se otorgan a entidades (que cuentan con un sistema de almacenamiento o transporte) que funcionan en gran medida como empresas de suministro de servicios públicos; es decir, que están obligadas a permitir el acceso abierto y no discriminatorio a cualquier usuario que les solicite el servicio respectivo, siempre y cuando su sistema cuente con capacidad disponible y las partes lleguen a un acuerdo al respecto en términos de lo previsto en las condiciones generales aplicables. Los titulares de permisos de acceso abierto están sujetos a una estricta regulación y vigilancia por parte de la CRE. Los permisos para usos propios, por otra parte, se otorgan exclusivamente a un usuario final o a un grupo de usuarios finales que formen parte de un vehículo o sociedad de objeto especial, cuyos sistemas o instalaciones no proporcionan servicios de acceso abierto. Los sistemas de la Compañía constituyen sistemas de acceso abierto y su Terminal de GNL presta servicios de almacenamiento de acceso abierto. Termoeléctrica de Mexicali se abastece a través de un sistema de gas natural para usos propios.

A diferencia de los permisos de transporte, los permisos de distribución de gas natural tienen por objeto suministrar el insumo dentro de una zona geográfica delimitada por la CRE. Como regla general, el primer permiso de distribución para una determinada zona geográfica debe otorgarse mediante un procedimiento de licitación pública internacional. Por lo general, los permisos de distribución tienen una vigencia de 30 años, pueden renovarse una o más veces por períodos de 15 años y están sujetos a tarifas reguladas y a la prestación del servicio a un número mínimo de usuarios. Además, los permisos de distribución confieren a sus titulares un derecho de exclusividad de 12 años contados a partir de su fecha de expedición. Esta exclusividad se limita a la distribución del insumo dentro de la zona geográfica aplicable y no es extensiva a su comercialización. Actualmente la Compañía opera tres sistemas de distribución de gas natural en las zonas de Mexicali, Chihuahua y La Laguna-Durango al amparo de permisos de distribución para dichas zonas geográficas.

Al contrario de los distribuidores, los transportistas no están obligados a prestar el servicio en una zona geográfica delimitada ni a contar con interconexiones con un número específico de usuarios, y sus permisos no confieren derechos de exclusividad.

Las empresas de transporte y distribución que atiendan a una misma zona geográfica generalmente tienen prohibido participar en esquemas de integración vertical. Sin embargo, la CRE puede autorizar excepciones a dicha prohibición cuando ello resulte en ganancias en eficiencia o no existan otros interesados en llevar a cabo el proyecto de transporte o distribución. Los servicios de transporte y distribución de acceso abierto están sujetos a las tarifas máximas “reguladas” calculadas con base en la metodología establecida en la Directiva de Precios y Tarifas emitida por la CRE.

El RGN también contiene disposiciones relativas a la comercialización del gas natural. Los comercializadores no requieren permiso de la CRE. Los proveedores, transportistas y distribuidores autorizados de gas natural pueden participar libremente en las empresas comercializadoras, sin estar sujetos a restricción alguna en razón de su carácter de permisionarios.

NOM y directivas en materia de gas natural

Además de las leyes y reglamentos antes mencionados, el marco jurídico aplicable a las actividades relacionadas con el gas natural incluye (1) las NOM emitidas por la SENER con respecto a los aspectos técnicos de dichas actividades, incluyendo la calidad del gas natural y las especificaciones en cuanto al diseño, la construcción, la seguridad, la operación y el mantenimiento de los sistemas e instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural; y (2) las directivas emitidas por la CRE con respecto a los aspectos económicos de dichas actividades, incluyendo precios, tarifas, contabilidad y seguros.

Disposiciones aplicables a las actividades relacionadas con el Gas LP

El Reglamento de Gas LP regula las ventas de primera mano y el almacenamiento, transporte y distribución de Gas LP, que en términos de la Ley del Artículo 27 Constitucional constituyen actividades reservadas de manera exclusiva al gobierno federal pero pueden delegarse a los sectores social y privado mediante el otorgamiento de permisos o a través de contratos con particulares para la construcción, operación, propiedad y posesión de ductos, instalaciones y equipos, sujeto a lo dispuesto en el Reglamento de Gas LP.

El Reglamento de Gas LP vigente, expedido en 2007, introdujo la figura de la IRGE. Esta figura (que técnicamente constituye una ampliación de los permisos de transporte otorgados por la CRE) proporciona a los titulares de permisos de transporte la oportunidad de contar con una estación de Gas LP de pequeña escala estrictamente para fines de trasiego tales como el llenado de auto-tanques para su posterior transporte.

Sin embargo, la figura de las IRGE no es extensiva a la venta de Gas LP a terceros y tampoco puede utilizarse para fines de almacenamiento para abastecimiento propio. Estas actividades están sujetas a la obtención de otros permisos y los transportistas que deseen obtener dichos permisos deben obtener una opinión favorable de la COFECE.

A diferencia de los permisos de gas natural y generación de energía eléctrica, los permisos de Gas LP no están completamente regulados por la CRE. La industria del Gas LP también está regulada por la SENER y la Secretaría de Economía, entre otras autoridades.

Otras autoridades

La COFECE, que es un órgano autónomo, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tiene por objeto garantizar la libre competencia y concurrencia, así como prevenir, investigar y combatir los monopolios, las prácticas monopólicas, las concentraciones y demás restricciones al funcionamiento eficiente de los mercados, tiene jurisdicción conjunta sobre las actividades relacionadas con el gas natural y el Gas LP por lo que respecta a la prevención y el combate de las prácticas monopólicas y las concentraciones económicas. De conformidad con el RGN, los interesados en obtener un permiso de almacenamiento, transporte o distribución de gas natural de la CRE, deben dar aviso previo de ello a la COFECE.

El desarrollo y la construcción y operación de sistemas de gas natural y Gas LP están sujetos a la obtención de varios otros permisos y/o licencias de parte de autoridades tanto federales como estatales y municipales, incluyendo, entre otros, permisos ambientales, permisos de uso de suelo, permisos de construcción, y concesiones y/o derechos de vía sobre zonas federales tales como ríos, cauces y zonas federales marítimas para dique seco.

Disposiciones aplicables a las actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica

Hasta el 20 de diciembre de 2013, de conformidad con la Constitución Política, la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica con fines de servicio público correspondía exclusivamente a la Nación, a través de la CFE. La Ley de Energía Eléctrica se reformó en 1992 para permitir la participación del sector privado en la construcción y operación de plantas generadoras bajo distintas modalidades que no constituyen actividades “estratégicas,” incluyendo la generación de energía eléctrica por productores independientes para su venta a la CFE, la pequeña producción, la generación de energía eléctrica para su exportación, y la generación para autoabastecimiento. Sin embargo, la transmisión y distribución de energía eléctrica continuaban, hasta el 20 de diciembre de 2013, reservadas de manera exclusiva a la Nación a través de la CFE. La Ley de Energía Eléctrica prevé la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica al amparo de diversos permisos otorgados por la CRE, que en términos de la Ley de la CRE está facultada para regular al sector electricidad. El permiso de generación de Termoeléctrica de Mexicali, expedido en 2001, tiene una vigencia de 30 años contados a partir de su otorgamiento y permite generar energía eléctrica destinada a la exportación. Véase la sección “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con las actividades y la industria de la Compañía—Algunas autoridades gubernamentales están facultadas para revocar los permisos de la Compañía por diversos motivos, algunos de los cuales se encuentran fuera del control de esta última.”

En virtud de estar interconectados a la red controlada por la CAISO, el parque eólico Energía Sierra Juárez y la Termoeléctrica de Mexicali están sujetos a los estándares de confiabilidad de la electricidad establecidos por la Sociedad Norteamericana de Confiabilidad de la Electricidad (*North American Electric Reliability Corporation*) y el WECC al amparo de la Sección 215 de la Ley Federal de Electricidad (*Federal Power Act*) de los Estados Unidos.

La legislación aplicable a la venta de electricidad en los Estados Unidos es extensiva a la electricidad exportada a ese país por el parque eólico Energía Sierra Juárez y la Termoeléctrica de Mexicali. De conformidad con la Ley Federal de Electricidad (*Federal Power Act*) de los Estados Unidos, las empresas dedicadas a la venta de electricidad al mayoreo, para su posterior reventa a través de operaciones comerciales interestatales, están sujetas a regulación por parte de la FERC. Las disposiciones emitidas por la FERC al amparo de la citada ley incluyen las relativas a las tarifas y los términos y condiciones aplicables a las ventas de electricidad al mayoreo por parte de los productores de energía eléctrica, así como a la obligación de presentar, a través de medios electrónicos, informes trimestrales, informes periódicos sobre el mercado de la electricidad y, cuando la emisora o alguna de sus filiales adquiera la propiedad o el control de activos adicionales destinados a la generación de energía, la obligación de dar aviso de dicha circunstancia a la FERC y cumplir con los requisitos establecidos por esta última, incluyendo por lo que respecta a las emisiones de valores, la enajenación de instalaciones sujetas a regulación por la misma, los estándares de confiabilidad, el comportamiento y la manipulación del mercado, y el mantenimiento de la contabilidad.

Además, el parque eólico Energía Sierra Juárez y la Termoeléctrica de Mexicali están sujetos a lo dispuesto por la PUHCA. De conformidad con la PUHCA, una “sociedad controladora” es cualquier entidad, fideicomiso o grupo de personas que actúen en forma concertada, que directa o indirectamente sea propietaria o ejerza el control del 10% o más de los derechos de voto en una “empresa de servicios públicos” o en la “sociedad controladora” de una empresa de servicios públicos. A menos que las sociedades controladoras cumplan con los requisitos necesarios para obtener una exención de parte de la FERC u obtengan de esta última una dispensa, dichas sociedades están sujetas a ciertas disposiciones que otorgan a la FERC acceso a los libros y expedientes relacionados con las operaciones celebradas con filiales que tengan el carácter de empresas de servicios públicos o de “empresas de gas natural” en términos de la PUHCA, así como a las disposiciones emitidas por la FERC con respecto a la celebración de ciertas operaciones con filiales, la revelación de información, el mantenimiento de la contabilidad y las asignaciones de costos. En algunos casos, las comisiones reguladoras de los servicios públicos a nivel estatal también tienen acceso a los libros y expedientes de las sociedades controladoras o las empresas de servicios públicos que no están exentas de la PUHCA. Las disposiciones emitidas por la FERC eximen de las obligaciones antes descritas a las sociedades controladoras que tienen dicho carácter exclusivamente en razón de ser propietarias directas o indirectas de (1) “instalaciones autorizadas,” según la definición asignada a dicho término por la Ley de Políticas de Regulación de los Servicios Públicos de 1978 (*Public Utility Regulatory Policies Act of 1978*) de los Estados Unidos; (2) Generadoras Mayoristas Exentas; o (3) “empresas de servicios públicos extranjeras,” según la definición asignada a dicho término por la PUHCA. Las Generadoras Mayoristas Exentas están exentas de las disposiciones emitidas por la FERC al amparo de la PUHCA, salvo por lo que respecta al procedimiento necesario para ser reconocidas como tales. Para ser reconocida como Generadora Mayorista Exenta, la empresa respectiva debe tener como objeto exclusivo la propiedad y/u operación de una “planta apta” y la venta de electricidad al mayoreo. Una “planta apta” es una planta de generación que se utiliza exclusivamente para la venta de electricidad al mayoreo.

Otras disposiciones aplicables

Las actividades de la Compañía están sujetas a otros estándares que pueden afectar sus operaciones, incluyendo las leyes y reglamentos estatales y municipales en materia de uso del suelo, construcción y protección civil.

Ley Anticorrupción

La Ley Federal Anticorrupción en Contrataciones Públicas (la “Ley Anticorrupción”), que entró en vigor el 12 de junio de 2012, establece las responsabilidades y sanciones aplicables a las personas físicas y morales de nacionalidad mexicana y extranjera por las infracciones en que incurran con motivo de su participación en las contrataciones públicas de carácter federal previstas en dicha ley, así como a las personas físicas y morales de nacionalidad mexicana por las infracciones en que incurran con motivo de su participación en transacciones comerciales internacionales con instituciones públicas de otros países, o en los procedimientos relativos al otorgamiento de permisos o concesiones por dichas instituciones. La Compañía está sujeta a lo dispuesto por la Ley Anticorrupción por lo que toca a las actividades que requieren el otorgamiento de permiso o concesión por alguna dependencia o entidad de la administración pública federal a través de un procedimiento de licitación pública o privada, o que involucran la celebración de un contrato con alguna de dichas dependencias o entidades.

De conformidad con la Ley Anticorrupción, las personas físicas y morales incurrirán en responsabilidad cuando en las contrataciones públicas de carácter federal o los procedimientos de otorgamiento de permisos o concesiones por dependencias o entidades de la administración pública federal, prometan, ofrezcan o entreguen, directa o indirectamente, dinero o cualquier otra dádiva a un servidor público o a un tercero, a cambio de que dicho servidor público realice o se abstenga de realizar un acto relacionado con sus funciones o con las de otro servidor público, con el propósito de obtener o mantener un beneficio o ventaja, con independencia de la aceptación o recepción del dinero o la dádiva, o del resultado obtenido. La Ley Anticorrupción también es aplicable al uso de prácticas similares en la celebración de transacciones comerciales internacionales con instituciones públicas de otros países.

La Ley Anticorrupción regula la investigación de los presuntos infractores y establece un procedimiento administrativo para atender las denuncias. Las autoridades responsables de investigar y sancionar la violación de la Ley Anticorrupción son la Secretaría de la Función Pública y otros órganos, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Las personas físicas pueden hacerse acreedoras de una multa equivalente a hasta 50,000 veces el salario mínimo diario general vigente para el Distrito Federal; y las personas morales pueden hacerse acreedoras de una multa equivalente a hasta

2,000,000 de veces el salario mínimo diario general vigente para el Distrito Federal, misma que puede incrementarse hasta en un 50% si el beneficio obtenido fue superior a la multa máxima, entre otras causas. Además, las personas físicas pueden ser sancionadas con inhabilitación para participar en contrataciones públicas de carácter federal por un período de hasta ocho años; y las personas morales pueden ser sancionadas con inhabilitación para participar en contrataciones públicas de carácter federal y en la adjudicación de permisos o concesiones durante un período de hasta diez años. La Ley Anticorrupción establece un procedimiento de reducción de sanciones en virtud del cual el monto de las multas puede reducirse entre un 50% y un 70% si el presunto infractor confiesa su responsabilidad antes del inicio del procedimiento administrativo sancionador, o en un 50% si confiesa su responsabilidad una vez iniciado dicho procedimiento.

Ley de Protección de Datos

La Compañía, incluyendo especialmente el sistema de distribución Ecogas, está sujeta a lo dispuesto por la Ley de Protección de Datos, que entró en vigor el 6 de julio de 2010. La Ley de Protección de Datos es aplicable a los particulares de carácter privado, sean personas físicas o morales, que lleven a cabo el tratamiento de datos personales.

De conformidad con lo dispuesto por la Ley de Protección de Datos, el tratamiento y la transferencia de datos personales están sujetos al consentimiento previo de su titular. Dicho consentimiento puede obtenerse a través de un “aviso de privacidad” que comunique al titular las finalidades del tratamiento de sus datos, las opciones para limitar su uso o divulgación y los medios para ejercer sus derechos de acceso, rectificación, cancelación u oposición. Se entiende que el titular otorgó su consentimiento tácito para el tratamiento de sus datos cuando no manifieste su oposición al aviso de privacidad. El aviso de privacidad debe ponerse a disposición de los titulares de datos personales a través de formatos impresos, digitales, visuales, electrónicos o sonoros, o de cualquier otra tecnología. De conformidad con lo dispuesto por la Ley de Protección de Datos, los titulares de datos personales pueden revocar en cualquier momento su consentimiento para el tratamiento de dichos datos. La Ley de Protección de Datos establece ciertos requisitos y excepciones con respecto a la transferencia de datos personales a terceros.

Ley de Puertos

En virtud de que la Compañía cuenta con una concesión para utilizar y ocupar la zona federal marítima para la construcción y operación de su Terminal de GNL, incluyendo un dique seco y la infraestructura accesoria, la Compañía está sujeta a la Ley de Puertos y su Reglamento, así como a la jurisdicción del gobierno federal a través de la SCT.

De conformidad con la Ley de Puertos, la construcción y operación de obras marítimas y la realización de obras de dragado requieren autorización de la SCT. Además, el uso de la zona federal marítima requiere de una concesión que únicamente puede otorgarse a sociedades mexicanas.

Las concesiones pueden tener una vigencia de hasta 50 años, dependiendo de las características de cada proyecto y la inversión efectuada en el mismo; y pueden prorrogarse por plazos iguales al original. La SCT puede revocar las concesiones en los supuestos previstos en la Ley de Puertos, incluyendo (1) desaparición del objeto o la finalidad de la concesión, (2) la quiebra o liquidación del concesionario, o (3) rescate. Además, la concesión de la Compañía está sujeta a revocación en ciertas circunstancias, incluyendo el incumplimiento de las obligaciones de la Compañía y la suspensión total o parcial de las operaciones del sistema o la terminal sin causa justificada.

Reforma Constitucional en materia de Acciones Colectivas

El 29 de julio de 2010, se reformó el artículo 17 de la Constitución Política a fin de autorizar la posibilidad de entablar acciones colectivas en relación con demandas civiles relacionadas con, entre otras materias, protección al consumidor y ambiental. En consecuencia, el 20 de agosto de 2011, se reformaron el Código Federal de Procedimientos Civiles y la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente a fin de incorporar el tratamiento de las acciones colectivas. Dichas reformas entraron en vigor el 1 de marzo de 2012 y, hasta donde la Compañía tiene conocimiento, a la fecha del presente Reporte anual no se ha presentado acción colectiva alguna en las materias antes mencionadas ni en ninguna otra.

Ley Federal del Trabajo

El 30 de noviembre de 2012, se reformó la Ley Federal del Trabajo a fin de incorporar y regular nuevas figuras tales como: (i) el reconocimiento de los principios laborales de la Organización Internacional del Trabajo, particularmente la política de no discriminación en el ambiente laboral a mujeres y personas discapacitadas, (ii) regulación de tres nuevas modalidades de empleo: el “contrato a prueba,” “contrato por capacitación inicial” y “contrato por trabajo discontinuo por temporada,” y (iii) el régimen de subcontratación, el cual establece los requisitos legales para la contratación de personal a través de terceros. Si bien, no se espera que estas reformas tengan un impacto significativo en la Compañía; no se pueden anticipar con certeza los efectos potenciales que la aplicación de estas reformas pudieran tener en la Compañía.

Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita

El 17 de octubre de 2012, se publicó la Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita, a fin de proteger al sistema financiero y la economía nacional, estableciendo medidas y procedimientos para prevenir y detectar actos u operaciones que involucren recursos de procedencia ilícita. La Compañía debe presentar reportes mensuales sobre las actividades que se consideran vulnerables en términos de esta ley.

Permisos

Permisos relacionados con el gas natural

Permiso de almacenamiento

Las instalaciones de almacenamiento de GNL de la Compañía operan al amparo de un permiso de almacenamiento otorgado por la CRE el 7 de agosto de 2003. Este permiso autoriza a la Compañía a prestar servicios de almacenamiento y regasificación de GNL hasta 2033 y obliga a la Compañía a proporcionar acceso abierto y no discriminatorio a su capacidad de almacenamiento y regasificación. Además, el permiso exige que la operación y el mantenimiento de las instalaciones de almacenamiento se encomienden a un operador autorizado que cuente con la experiencia técnica y administrativa necesaria para garantizar el cumplimiento de las disposiciones legales aplicables.

Este permiso no puede enajenarse en forma independiente al sistema de almacenamiento. La modificación del permiso requiere autorización previa de la CRE. El permiso está sujeto a revocación en el supuesto de que la Compañía (1) interrumpa el servicio de almacenamiento de gas natural sin causa justificada o sin autorización de la CRE; (2) realice prácticas indebidamente discriminatorias o viole las tarifas aprobadas por la CRE; (3) ceda, transfiera, grave o modifique el permiso en contra de lo establecido en el título del mismo; o (4) no cumpla con las obligaciones establecidas en el permiso.

En octubre de 2007, la CRE aprobó la ampliación de la capacidad máxima de envío de la terminal a 2,600 mpcd (27.0 mthd) y la incorporación de dos tanques de almacenamiento de GNL adicionales. De conformidad con las Condiciones Generales de Almacenamiento (aprobadas por la CRE como parte del permiso de almacenamiento, en los términos en que la Compañía las modifique de tiempo en tiempo), en el supuesto de que la Compañía desee ampliar la capacidad de la terminal deberá hacerlo a través de un procedimiento de licitación abierta. Con base en la situación actual del mercado, la Compañía no tiene previsto ampliar a corto plazo la capacidad de la terminal.

Permiso de generación de energía eléctrica

La Compañía genera energía eléctrica en la Terminal de GNL al amparo de un permiso de generación para autoabastecimiento otorgado por la CRE el 2 de febrero de 2005. Este permiso autoriza a la Compañía a generar energía eléctrica en la terminal durante un plazo indefinido. El permiso exige que la operación y el mantenimiento de las instalaciones de generación de energía eléctrica se encomienden a un operador autorizado que cuente con la experiencia técnica y administrativa necesaria para garantizar el cumplimiento de las disposiciones legales aplicables.

Este permiso no puede enajenarse en forma independiente al sistema de generación o sin autorización previa de la CRE. Además, el permiso está sujeto a revocación en el supuesto de que la Compañía (1) haya sido sancionada reiteradamente por la CRE por vender, revender o enajenar capacidad o energía eléctrica; (2) genere energía eléctrica en condiciones distintas a las establecidas en el permiso; (3) ceda, transfiera, grave o modifique el permiso sin autorización de la CRE; o (4) no cumpla con los términos y condiciones del permiso.

Permisos de transporte

Cada uno de los sistemas de transporte de gas natural de la Compañía opera al amparo de un permiso individual de transporte otorgado por la CRE. Estos permisos tienen una vigencia de 30 años y vencen en distintas fechas entre 2028 y 2035.

Estos permisos obligan a la Compañía a proporcionar acceso abierto y no discriminatorio a su capacidad de transporte. Además, exigen que la operación y el mantenimiento de los sistemas de transporte se encomienden a un operador autorizado que cuente con la experiencia técnica y administrativa necesaria para garantizar el cumplimiento de las disposiciones legales aplicables. La modificación de estos permisos está sujeta a la autorización previa de la CRE. Estos permisos no pueden enajenarse en forma independiente de los sistemas de transporte correspondientes.

Los permisos de transporte están sujetos a revocación en el supuesto de que la Compañía (1) interrumpa el servicio de transporte sin causa justificada o sin autorización de la CRE; (2) realice prácticas indebidamente discriminatorias o viole las tarifas aprobadas por la CRE; o (3) ceda, transfiera, grave o modifique el permiso en contra de lo establecido en el título del mismo.

Permisos de distribución

El sistema de distribución Ecogas opera en tres zonas geográficas al amparo de un permiso de distribución independiente para cada una de dichas zonas. Estos permisos tienen una vigencia de 30 años y vencen en distintas fechas entre 2027 y 2029. Los permisos obligan a la Compañía a prestar el servicio de distribución de gas natural en forma eficiente y conforme a principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad. Además, obligan a la Compañía a proporcionar acceso abierto y no discriminatorio a su capacidad de distribución y exigen que la operación y el mantenimiento de los sistemas de distribución se encomienden a un operador autorizado que cuente con la experiencia técnica y administrativa necesaria para garantizar el cumplimiento de las disposiciones legales aplicables. Estos permisos no pueden enajenarse en forma independiente de los sistemas de distribución correspondientes.

Permisos de generación de energía eléctrica

Termoeléctrica de Mexicali

Termoeléctrica de Mexicali cuenta con dos permisos de energía eléctrica otorgados por la CRE. El primero de dichos permisos la autoriza a producir y exportar 679.7 MW de energía eléctrica a los Estados Unidos hasta agosto de 2031. Además, en junio de 2001 la Compañía obtuvo un permiso para importar de los Estados Unidos 12.0 MW de electricidad para alimentar su planta de generación durante un plazo indefinido. El permiso de exportación exige que la operación y el mantenimiento de la planta se encomienden a un operador autorizado que cuente con la experiencia técnica y administrativa necesaria para garantizar el cumplimiento de las disposiciones legales aplicables.

Estos permisos únicamente pueden transferirse o modificarse con autorización previa de la CRE. Además, el permiso de exportación sólo podrá transferirse de manera accesoria a la enajenación de las instalaciones de generación de energía eléctrica objeto del mismo.

Ambos permisos están sujetos a revocación en el supuesto de que la Compañía (1) haya sido sancionada reiteradamente por la CRE por vender, revender, enajenar o transmitir por cualquier otro acto la capacidad o energía generada; (2) transmita los derechos derivados del permiso o genere energía eléctrica en condiciones distintas a las establecidas en el mismo, sin autorización de la CRE; o (3) incumpla de manera grave y reiterada o continua con alguna de las disposiciones de la Ley de Energía Eléctrica, su reglamento, las condiciones del permiso, las NOM o las especificaciones técnicas y operativas aplicables.

Energía Sierra Juárez

La Compañía está desarrollando el parque eólico Energía Sierra Juárez el cual tendrá distintas etapas que se implementaran a lo largo de varios años. La primera etapa se encuentra en construcción de conformidad con una autorización de impacto ambiental que ampara todas las etapas del proyecto, y con una autorización de cambio de uso de suelo en terrenos forestales a usos industriales que ampara la primera etapa, ambas otorgadas por la SEMARNAT. Además, la Compañía obtuvo una autorización de impacto ambiental que ampara específicamente la apertura y el acondicionamiento de los caminos de acceso al proyecto.

La autorización de impacto ambiental, otorgada por la SEMARNAT en julio de 2010, permite el desarrollo de un parque eólico que generará hasta 1000 MW en un terreno con vegetación boscosa y similar con superficie aproximada de 2,104 hectáreas, y tiene una vigencia de 20 años por lo que respecta a la preparación del sitio y a las obras de construcción, y de 60 años por lo que respecta a la etapa de operación.

El parque eólico operará al amparo de dos permisos de la CRE en junio de 2012: (1) un permiso de importación de energía eléctrica de los Estados Unidos a México exclusivamente para satisfacer las necesidades del parque, el cual tiene una vigencia indefinida; y (2) un permiso de exportación de energía eléctrica que permitirá producir energía eléctrica bajo el esquema de productor independiente con una capacidad instalada de 155 MW, el cual tiene una vigencia de 30 años y puede renovarse sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones. Los permisos fueron otorgados en forma condicionada por la CRE sujetos a la obtención de la opinión favorable de la CFE, misma que fue obtenida en 2013, por lo que la CRE dio por cumplida dicha condición, y requieren actos subsecuentes necesarios para mantener el permiso vigente. De conformidad con estos permisos, la energía eléctrica se importará y exportará a través de una línea de transmisión de la subestación East County de SGD&E. La transferencia de estos permisos está sujeta a autorización previa de la CRE. Las etapas futuras del proyecto también requerirán permisos de la CRE para la generación y venta de energía eléctrica.

Los permisos están sujetos a revocación en el supuesto de que la Compañía (1) haya sido sancionada reiteradamente por vender, revender o enajenar capacidad o energía eléctrica; (2) transmita los derechos derivados del permiso o genere energía eléctrica en condiciones distintas a las establecidas en el mismo, sin contar con la previa autorización de la CRE; (3) incumpla de manera continua con el pago de derechos por los servicios de supervisión del permiso; o (4) incumpla de manera grave y reiterada o continua con alguna de las disposiciones de la Ley de Energía Eléctrica, su reglamento, las condiciones del permiso, las NOM o las especificaciones técnicas y operativas aplicables.

vi. Recursos humanos

Empleados

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía contaba con un total de 496 empleados, de los cuales 6.5% corresponde a empleados sindicalizados y 93.5% a empleados de confianza. La siguiente tabla muestra el número de empleados de tiempo completo de la Compañía de acuerdo con el tipo de actividad realizada por los mismos y el segmento de negocios al que están asignados.

	Empleados
Por tipo de actividad	
Personal directivo	73
Personal operativo	393
Construcción e ingeniería	30
Por segmento de negocios	
Gas ⁽¹⁾	374
Electricidad	46
Corporativo	76
Total de empleados	496

⁽¹⁾ No incluye a los 154 empleados del negocio conjunto con Pemex Gas.

Sindicatos y relaciones colectivas

Los contratos colectivos de trabajo que la Compañía tiene celebrados con diversos sindicatos, se renegocian en forma independiente para cada planta. Los salarios se revisan anualmente y los demás términos de dichos contratos colectivos se revisan cada dos años. La Compañía no ha enfrentado disputas laborales colectivas significativas. La Compañía considera que las relaciones con los distintos sindicatos son satisfactorias.

vii. Desempeño ambiental

Cuestiones ambientales

Regulación en materia ambiental

Las actividades de la Compañía están sujetas a regulación por las autoridades, leyes y reglamentos en materia ambiental a nivel federal, estatal y municipal, así como a diversas NOM y otros lineamientos técnicos. La jurisdicción en materia ambiental está distribuida entre las autoridades federales, estatales y municipales con base en una “fórmula residual” prevista en la Constitución Política, que establece que los asuntos que no estén expresamente reservados al gobierno federal serán competencia de los gobiernos estatales. En tanto que los proyectos de energía eléctrica y gas natural están sujetos principalmente a la jurisdicción del gobierno federal, algunas cuestiones ambientales, tales como el manejo de residuos no peligrosos y la apertura de nuevas vías de acceso, cambios de uso de suelo en terrenos forestales son competencia de las autoridades estatales o municipales.

Los principales ordenamientos federales aplicables a los aspectos ambientales de las actividades de la Compañía son la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su Reglamento, la Ley de Aguas Nacionales, la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable y la Ley General de Bienes Nacionales. Las actividades de la Compañía también están sujetas a diversas reglas y reglamentos promulgados al amparo de dichas leyes, relativos al impacto y los riesgos para el medio ambiente, la emisión de ruido, la extracción de agua, la descarga de aguas residuales, el manejo de residuos y otras cuestiones. Además, las actividades de la Compañía pueden estar sujetas a otras leyes, reglamentos y requisitos técnicos, incluyendo la Ley General de Salud y el Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente en el Trabajo, por cuanto se refieran a la protección del medio ambiente.

La falta de cumplimiento de las leyes, reglamentos y NOM aplicables puede dar lugar a la imposición de multas u otras sanciones administrativas, a la revocación de las autorizaciones, concesiones, licencias, permisos o inscripciones correspondientes, a arrestos administrativos, al embargo de los equipos contaminantes y, en algunos casos, a la clausura temporal o permanente de establecimientos y, cuando las infracciones constituyan delitos, a prisión.

Los proyectos de la Compañía operan al amparo de licencias, permisos, autorizaciones, concesiones e inscripciones otorgadas de conformidad con lo dispuesto en la legislación en materia ambiental. La Compañía considera que cuenta con todos los permisos, licencias, inscripciones, concesiones y/o autorizaciones de carácter significativo que se requieren para la operación de sus instalaciones y proyectos, y que se encuentra en cumplimiento sustancial con la legislación en materia ambiental y con los

permisos respectivos. Salvo por lo descrito en las secciones “Procesos judiciales, administrativos o arbitrales—Terminal de GNL—Procedimientos relacionados con los permisos y autorizaciones para la Terminal de GNL” y “Procesos judiciales, administrativos o arbitrales—Energía Sierra Juárez,” actualmente no se encuentra en trámite ningún procedimiento legal o administrativo de carácter significativo relacionado con cuestiones ambientales en contra de la Compañía.

La Compañía se adhiere a políticas y procedimientos internos para garantizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y permisos aplicables. La Compañía actualiza de tiempo en tiempo sus permisos, autorizaciones, licencias, concesiones e inscripciones y evalúa periódicamente su validez, incluyendo la modificación, renovación, prórroga o terminación de un determinado permiso. En el supuesto de que el resultado de dicha evaluación apunte a la necesidad de adoptar medidas para renovar, mantener, transmitir u obtener algún permiso, autorización, licencia o aprobación, la Compañía toma las medidas necesarias para garantizar el mantenimiento de su vigencia.

Autoridades reguladoras

La principal autoridad responsable de formular la política ambiental nacional y gestionar el medio ambiente, es la SEMARNAT. La SEMARNAT la cual está facultada, entre otras cosas, para otorgar autorizaciones de impacto ambiental y licencias federales para la emisión de contaminantes en el aire, y para expedir NOM en materia ambiental.

La SEMARNAT cuenta con cinco organismos descentralizados (que dependen económicamente de la SEMARNAT y actúan en representación de la misma) y dos órganos administrativos desconcentrados (con personalidad jurídica y patrimonio propios), que tienen a su cargo la ejecución de determinados aspectos de la legislación ambiental.

La PROFEPA es el órgano ejecutivo de la SEMARNAT y está facultada para investigar e inspeccionar instalaciones (incluyendo a través del programa de auditoría ambiental voluntaria descrito más adelante), imponer sanciones y resolver los recursos administrativos interpuestos por las personas sancionadas por la comisión de infracciones.

La CONAGUA está facultada para administrar las aguas nacionales superficiales y del subsuelo, prevenir la contaminación del agua y emitir disposiciones de carácter general en cuanto al uso y la protección de ciertos bienes públicos inherentes tales como ríos, presas y otros mantos acuíferos. La CONAGUA otorga concesiones para el uso y la explotación de las aguas nacionales, así como permisos de descarga de aguas residuales en los cuerpos receptores. La CONAGUA cuenta con sus propios organismos ejecutivos, que son independientes de la PROFEPA.

Certificados, políticas y programas ambientales

Certificados de industria limpia / Calidad Ambiental

Varias de las empresas pertenecientes al segmento Gas de la Compañía, así como la Termoeléctrica de Mexicali participan en los programas de auditoría ambiental voluntaria patrocinados por la PROFEPA; y muchas de ellas cuentan con certificados de industria limpia / calidad ambiental que han sido renovados. La Compañía prevé que el resto de sus empresas comenzarán a participar en estos programas próximamente.

Como parte de estos programas de auditoría ambiental voluntaria, las empresas se obligan a practicar auditorías ambientales de sus propias operaciones a través de un auditor ambiental acreditado independiente. Con base en los resultados de cada auditoría, el auditor prepara y propone a la empresa un plan de medidas preventivas y correctivas, y presenta a la PROFEPA un informe sobre los resultados de la auditoría y la idoneidad del plan de acción derivado de la misma. Sujeto a la revisión y aprobación de los resultados de la auditoría y las recomendaciones respectivas, la PROFEPA celebra con la empresa auditada un convenio de concertación para la formalización de su plan de acción.

El programa de auditoría ambiental culmina con la expedición de un certificado de industria limpia o de calidad ambiental, según aplique, que acredita que la empresa ha cumplido con su plan de acción y opera en pleno cumplimiento con las leyes y reglamentos federales en materia ambiental y, en ocasiones, con los parámetros internacionales y de buenas prácticas de operación e ingeniería de la industria respectiva. El certificado de industria limpia es válido por dos años y puede renovarse por plazos sucesivos iguales, siempre y cuando la empresa acredite que ha mantenido o mejorado las condiciones de desempeño ambiental existentes en la fecha de expedición del certificado.

Políticas corporativas en materia ambiental

Las actividades de la Compañía se apegan a las Políticas Corporativas en Materia Ambiental de Sempra Energy, que fueron desarrolladas para su implementación por las empresas pertenecientes al grupo Sempra Energy a nivel global. Estas políticas se ponen en conocimiento de los empleados y contratistas de la Compañía y se aplican en los nuevos proyectos y en la operación y el mantenimiento de las instalaciones y procesos de esta última. La Compañía tiene planeado seguir adhiriéndose a estas u otras políticas similares en el futuro. Los compromisos expresados en dichas políticas incluyen:

- cumplir con todos los requisitos en materia ambiental establecidos en todas las leyes, reglamentos y permisos aplicables;
- aunarse a los esfuerzos de clientes, servidores públicos y demás líderes comunitarios para cuidar el medio ambiente de manera sensible y responsable;

- promover la adopción de políticas públicas en materia de la protección del ambiente basadas en el uso de ciencias sensibles, tecnologías eficientes en cuanto a costos, una forma de pensar racional y sentido común;
- fomentar el desarrollo y uso de tecnologías eficientes, limpias y económicas en cuanto a costos, ayudando a los clientes a satisfacer sus necesidades de suministro de energía de manera responsable para con el medio ambiente;
- reducir el impacto ambiental mediante actividades tales como el reciclaje y la minimización de los residuos;
- incorporar los aspectos relacionados con la administración y el cumplimiento de las disposiciones aplicables en materia ambiental, en los procesos de planeación estratégica y toma de decisiones operativas;
- fomentar el desarrollo de innovadores y mejores métodos de cumplimiento con eficiencia en cuanto a costos, así como el uso de medidas prácticas para evaluar el desempeño propio;
- implementar programas adecuados de capacitación y educación en materia ambiental para los empleados y accionistas;
- revisar los resultados y las prácticas operativas y administrativas vigentes, a fin de mejorarlas continuamente; y
- realizar todas las actividades con estricto apego a las políticas ambientales.

Con frecuencia, los estándares internos de la Compañía son más estrictos que los establecidos en la legislación aplicable en México.

Programas ambientales

La Compañía ha implementado diversos programas ambientales, incluyendo programas de revegetación y protección de especies marinas patrocinados por su Terminal de GNL. Estos programas involucran el rescate y la reubicación de ciertas especies protegidas tales como el *ferocactus viridescens*, así como la reforestación y compensación y conservación de la flora. La finalidad del programa de protección de las especies marinas consiste en monitorear a los mamíferos marinos y reubicar a los erizos y a otras especies bentónicas, en colaboración con las universidades y comunidades de pescadores locales.

La Compañía considera que en vista de sus certificados de industria limpia, sus políticas corporativas en materia ambiental y sus programas de vigilancia del cumplimiento continuo de la legislación aplicable, los aspectos ambientales de sus proyectos actuales no le generarán costos y responsabilidades considerables. Sin embargo, la Compañía no puede garantizar que los futuros costos y responsabilidades relacionados con sus proyectos no tendrán un efecto adverso significativo en sus actividades, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y su situación financiera.

viii. Información de mercado

Perfil de la Industria

La Reforma Energética de 2013

El 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el texto de Reforma Energética. Dicho texto modifica los artículos constitucionales 25, 27 y 28, e introduce 21 artículos transitorios que, juntos, representan un cambio estructural en el sector energético mexicano. El nuevo texto constitucional permite la participación privada en actividades de exploración y producción de hidrocarburos; proceso y refinación de crudo y gas y producción de petroquímicos; transporte, almacenamiento y distribución de crudo y petrolíferos; y en generación, transmisión y distribución de electricidad.

Además de la apertura de nuevos sectores, la Reforma constitucional hace una reorganización de las instituciones del estado participantes en la industria y crea algunos nuevos participantes. Los pormenores del nuevo arreglo institucional quedaran definidos hasta la publicación de la nueva legislación secundaria, por lo pronto destacamos la formación de dos nuevas instituciones que serán de particular relevancia para los sectores en los que actualmente participamos: el Centro Nacional de Control de Gas (CENGAS), que será un operador independiente de la red de transporte y almacenamiento de gas natural del país, y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que será un operador independiente de la red de transmisión de electricidad del país.

De acuerdo a las disposiciones transitorias de la Reforma Energética, el Congreso Federal está obligado a realizar adecuaciones y a expedir la nueva legislación secundaria antes del final de abril de 2014. La Compañía prevé que con la publicación de la nueva legislación secundaria comenzará una nueva era en el sector energético mexicano, que significará profundos cambios en la industria en el mediano plazo. Debido a que este reporte anual comprende las actividades y situación de 2013, la información de los sectores de gas natural y electricidad que se presenta en esta sección se basan en el marco legal vigente desde la década de los 90s y hasta el año 2013.

Los sectores de gas natural y electricidad

Los sectores del gas natural y electricidad constituyen actividades reguladas y cuentan con un alto nivel de participación gubernamental. En el sector de electricidad, el gobierno opera a través de la CFE, que, hasta antes de la Reforma Energética de 2013, tenía el derecho exclusivo de transportar y distribuir electricidad en todo México. En el sector del gas natural opera a través de PEMEX y sus subsidiarias, incluyendo a Pemex Gas. En la década de 1990 se promulgaron una serie de reformas legislativas que generaron importantes oportunidades para la inversión privada en ambos sectores.

El sector del gas natural

México es uno de los pocos países que, no obstante haber liberalizado el almacenamiento, transporte y distribución de gas natural, hasta 2013 continuaba restringiendo la competencia en la producción de dicho insumo. Actualmente, la producción de gas natural únicamente proviene de Pemex Exploración y Producción. El gobierno comenzó a liberalizar la industria del gas natural en 1995, a través de una serie de reformas legislativas que permitieron al sector privado participar en los mercados del almacenamiento, transporte y distribución de gas natural. Anteriormente, PEMEX era la única autorizada para construir y operar gasoductos. La distribución de gas natural también se encontraba altamente restringida. Como parte de las reformas de 1995, PEMEX quedó obligada a proporcionar al sector privado acceso abierto a sus sistemas de transporte de gas natural, dando por terminado su monopolio en dicho mercado. En los primeros años tras las reformas legislativas de 1995, los sectores del transporte y la distribución de gas natural recibieron un importante flujo de capital privado. Sin embargo, actualmente el SNG, operado por Pemex Gas, sigue representando la mayor parte de la red de gasoductos del país.

Al 31 de diciembre de 2012 el sector privado, incluyendo a IEnova, operaba los siguientes permisos otorgados por la CRE:

- 20 permisos de transporte de acceso abierto que corresponden a 17 sistemas en operación;
- 20 permisos de distribución a través de 7 diferentes grupos empresariales; y
- 3 permisos de almacenamiento que corresponden a 3 terminales de importación de GNL.

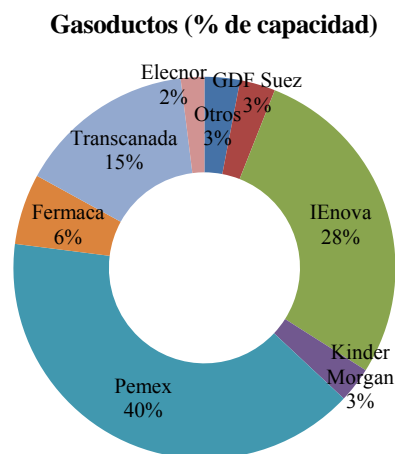
Desde hace aproximadamente seis años la demanda de gas natural en México ha aumentado en forma significativa. El principal incremento absoluto ha sido el consumo de gas natural para la generación de electricidad por parte de la CFE. En términos relativos, el consumo de gas natural más dinámico ha sido observado en el sector industrial.

Proyectos de transporte de acceso abierto

A diciembre de 2012 había 17 sistemas de transporte de acceso abierto en operación. De acuerdo con la SENER, estos gasoductos tienen una longitud total de aproximadamente 12,000 km y transportan un volumen total promedio de cerca de 11,000 mmpcd. Estas cifras no incluyen los proyectos en proceso de construcción.

La infraestructura de transporte de gas natural en operación está concentrada en unas cuantas empresas. Las cuatro principales empresas representan casi el 90% del mercado.

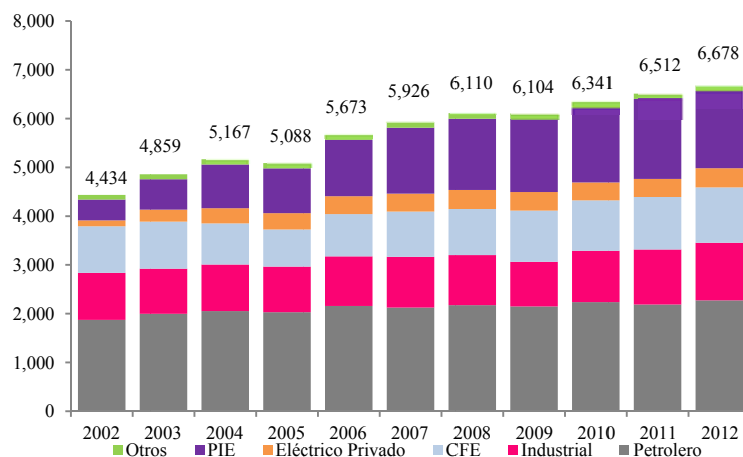
La siguiente gráfica muestra la distribución por empresa, de la capacidad de transporte del país.



Fuentes: SENER (*Prospectiva del mercado de gas natural y gas L.P. 2013-2027*); expedientes de la CRE; información derivada de las licitaciones celebradas por la CFE.

Actualmente estos proyectos transportan gas natural para la CFE, los PIE, usuarios industriales, zonas de distribución y PEMEX. Como se mencionó anteriormente, la demanda de gas natural se ha incrementado sustancialmente, entre otros factores, gracias a la transición a tecnologías de ciclo combinado a base de gas natural. La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda de gas natural desde 2002.

México Demanda de Gas Natural 2002 – 2012 (mmpcd)⁽¹⁾



(1) mmpcd = millones de pies cúbicos por día

Fuente SENER, Prospectiva –de Gas Natural y Gas L.P. 2013 - 2027.

Como muestra la gráfica anterior, la demanda de gas natural ha tenido un incremento sustancial. Dichas mayores necesidades de consumo han llevado a un desarrollo paralelo de la infraestructura de transporte. La siguiente tabla muestra algunos detalles de los nuevos proyectos de transporte de gas natural.

Proyectos de transporte de gas natural

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones comerciales	Capacidad (mmpcd)	Inversión estimada (en millones de Dólares)	Longitud (km)
Infraestructura existente		10,882	\$ 16,275	11,917
Nuevos proyectos				
<i>Chihuahua</i>	2013	850	500	385
<i>Tamazunchale</i>	2014	630	600	200
<i>Morelos</i>	2013	320	210	170
<i>Yucatán</i>	2013	300	125	75
<i>Noroeste</i>	2014 ⁽¹⁾	2,041	2,450	2,324
<i>Zacatecas</i>	2014	20 - 40	125	165
<i>Los Ramones</i>	2014 ⁽²⁾	1,400 – 2,100	3,000	1,221
Total		5,561	\$ 7,010	4,257
Red final		16,443	\$ 23,285	16,553

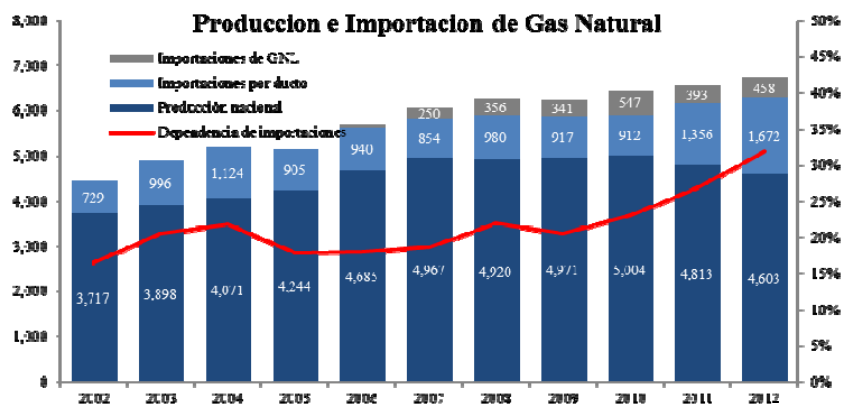
(1) Tramo Sásabe-Puerto Libertad, octubre de 2014; tramo El Encino-Topolobampo, julio de 2016; tramo Puerto Libertad-Guaymas, octubre de 2015; tramo Guaymas-El Oro, agosto de 2016; y tramo El Oro-Mazatlán, diciembre de 2016.

(2) Frontera-Ramones: diciembre 2014; Ramones-Apaseo El Alto; 2015; Ramones-Guanajuato; 2017
Fuente: PEMEX

El crecimiento de la red nacional de gasoductos por los proyectos listados arriba sin duda mejorará los niveles de alcance, redundancia y flexibilidad de la red. Sin embargo, el país seguirá teniendo un déficit de infraestructura, por lo que habrá una cantidad importante de nuevas oportunidades de inversión en transporte de gas natural.

Plantas de almacenamiento y regasificación de GNL

El importante crecimiento de la demanda de gas natural de parte de la CFE, los PIE y el crecimiento de la demanda para consumo industrial, han contribuido a un incremento total de 2,247 MMPCD en la demanda de este insumo entre 2002 y 2012. El nivel de demanda superó al nivel de producción nacional hace ya algunos años, dando lugar al aumento de las importaciones. La siguiente gráfica muestra la evolución de la producción e importaciones de gas natural desde 2002.



Fuente: SENER (Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013 - 2027).

Además de las importaciones provenientes de gasoductos transfronterizos, las importaciones de GNL han ayudado a satisfacer la creciente demanda de gas natural en el país. Desde la expedición de los nuevos requisitos técnicos aplicables a la operación de las plantas de almacenamiento y regasificación de gas natural, en septiembre de 2003, la CRE ha otorgado permisos para la operación de tres terminales de importación de GNL.

Fuente: Wood Mackenzie.

Terminales de importación de GNL

Planta	Ubicación	Estado	Propietarios	Inicio de operaciones	Capacidad nominal (mpcd)
Terminal de GNL Altamira	Altamira, Tamaulipas.	En operación	Vopak y Enagas	2006	500
Energía Costa Azul	Ensenada, Baja California	En operación	Enova	2008	1,000
Terminal de GNL KMS	Manzanillo, Colima	En operación	KoGas, Mitsui y Samsung	2012	500

Almacenamiento de Gas Natural.

Dichos permisos se han otorgado al amparo de la figura de almacenamiento definida en el Artículo 2 del Reglamento de Gas Natural. Salvo por la correspondiente a los proyectos que importan dicho insumo, México no cuenta con capacidad de almacenamiento de gas natural, debido principalmente a que las condiciones del mercado no ofrecen estímulos económicos para la contratación de servicios de almacenamiento.

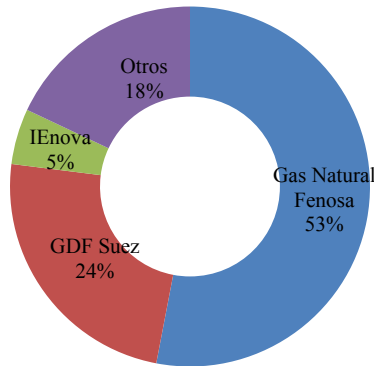
Además, la determinación del tipo de infraestructura de almacenamiento que se construiría, había sido un reto técnico, económico y legal. Por ejemplo, hasta la Reforma Energética de 2013, el uso de yacimientos agotados de hidrocarburos había resultado legalmente cuestionable debido a la existencia de hidrocarburos residuales que podrían mezclarse con el gas natural almacenado, creando problemas en cuanto a la legalidad de la “extracción.” Aunque los campos con yacimientos de recursos distintos a los hidrocarburos podrían ser una solución sencilla, la falta de un verdadero mercado para el gas natural también limita el desarrollo de este tipo de proyectos.

Actualmente, también es posible solicitar y obtener permisos de almacenamiento para usos propios, aunque hasta esta fecha no se ha otorgado ningún permiso de este tipo.

Distribución de gas natural

A julio de 2013 había 20 permisos de distribución de gas natural con redes operando. Al cierre de 2012, dichos permisos operaban redes con una longitud total de 47,688 km. La siguiente gráfica muestra la composición del mercado para la distribución de gas natural en términos de la longitud de los sistemas de distribución de las empresas respectivas. Las dos principales empresas controlan el 80% del mercado nacional para la distribución de gas natural.

Principales Participantes en el Segmento de Distribución de gas natural



Fuentes: SENER (Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027), información interna de la Compañía y páginas web de las otras empresas.

Desde que se permitió la participación privada en el segmento de distribución de gas natural, la longitud de los sistemas aumentó a una tasa promedio anual de 11%, que equivale a un incremento absoluto de 39,759 km entre 1995 y 2012. Al cierre de 2012, los sistemas de distribución tenían una red de 47,688 km y atendían a 2.16 millones de clientes.

Comercialización del gas natural

La CRE está trabajando en la implementación de un Régimen Permanente para las Ventas de Primera Mano de gas natural (Régimen Permanente). Dicho Régimen Permanente permitiría que todos los participantes en la industria del gas natural compren el insumo directamente en la planta procesadora de PEMEX o en algún punto de importación, poniendo fin al largo régimen transitorio en virtud del cual la mayoría de los integrantes del SNG (salvo por los PIE) están obligados a adquirir dicho insumo y los servicios de transporte conexos a través de Pemex Gas, en combinación con otros servicios (incluyendo gas, transporte, cargos por procesamiento y márgenes de utilidad sobre las importaciones). La implementación del Régimen Permanente permitirá que las empresas comercializadoras de gas natural desempeñen un papel más importante en la industria. Más que esto, permitirá que haya un mercado desarrollado de capacidad de transporte.

Aunque la aplicación del Régimen Permanente se retrasó por muchos años, una de las consecuencias obligadas de la Reforma Energética de 2013, y de la creación del Centro Nacional de Control de Gas, es la implementación de dicho Régimen Permanente. Sin su implementación, el segmento intermedio de la cadena de valor del gas natural no llegará a tener condiciones de competencia.

El sector de la generación de energía

Hasta antes de la Reforma Energética de 2013, el sector privado sólo tenía permitido participar en la construcción y operación de plantas generadoras de electricidad bajo esquemas de generación independiente, generación para usos propios, cogeneración y consumo, y pequeña producción. La transmisión y distribución de electricidad estaban reservadas de manera exclusiva al gobierno federal, a través de la CFE.

Desde la nacionalización de la industria eléctrica en 1960 y hasta las reformas legislativas de 1992, la CFE fue la única entidad autorizada para generar energía eléctrica en México.

Las reformas promulgadas en 1992 permitieron la participación de empresas privadas a través de la figura de Productor Independiente de Energía (PIE), en la construcción, financiamiento, operación y mantenimiento de plantas de generación de energía eléctrica, las cuales deben cumplir con ciertos requisitos técnicos y de calidad. La electricidad generada por los PIE está destinada a su venta exclusiva a la CFE de conformidad con contratos de generación de electricidad a largo plazo y precio fijo.

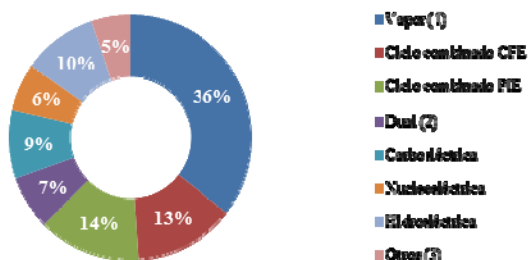
Tras la exitosa adjudicación de varios contratos de construcción, arrendamiento y transferencia a mediados de la década de los noventa, en 1997 se promulgaron diversas reformas legislativas que le permitieron a la CFE licitar proyectos de plantas de producción independiente, tales como la planta Mérida II. La apertura del mercado a los PIE ha permitido introducir tecnologías más eficientes en el país. Por ejemplo, esta iniciativa incrementó en gran medida el uso de las tecnologías de ciclo combinado a base de gas natural en México. Las tecnologías de ciclo combinado generan tanto electricidad como vapor, resultando mucho más eficientes que las turbinas de un sólo ciclo. Además, aporta factores de mayor capacidad instalada. El creciente enfoque en las tecnologías de ciclo combinado ha tenido un considerable efecto en un mercado que dependía en gran medida de plantas anticuadas, muchas de las cuales utilizaban combustóleo, en vez de gas natural, como insumo de producción.

En términos generales, los PIE construyen y operan plantas propias de conformidad con un contrato con vigencia de 25 años. La mayoría de los PIE adquieren el gas natural de la CFE al amparo de un contrato de suministro a largo plazo cuya vigencia coincide con las de sus contratos de operación. Los licitantes adjudicados deben obtener todos los permisos necesarios para el proyecto, incluyendo una licencia de operación de la CRE.

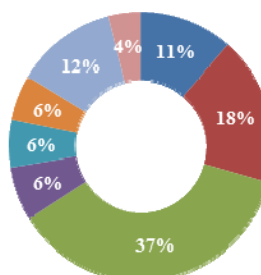
Actualmente el sector privado contribuye con más del 67% de la energía eléctrica generada con tecnología de ciclo combinado del país, a través de contratos con PIE. Estos proyectos generan, en conjunto, el 36.5% de la electricidad para Servicio Público (electricidad administrada por CFE y consumida en el país) producida en México. El incremento en la capacidad de generación de energía eléctrica ha estimulado la inversión en líneas y subestaciones de transmisión. Entre diciembre de 2004 y diciembre de 2013, la longitud del sistema de líneas de transmisión y la capacidad de las subestaciones crecieron un 29.1% y un 45.2%, respectivamente.

El giro hacia el uso de tecnologías de ciclo combinado ha reducido los niveles de uso del combustóleo como insumo para la producción de electricidad en México. Entre el 2002 y el 2012, el consumo promedio diario de combustóleo para generación de electricidad para el Servicio Público disminuyó 41%, equivalente a una tasa media anual de crecimiento del -5.1%. Las siguientes gráficas muestran la composición de la producción de electricidad de la CFE por fuente de producción en enero de 2003 y diciembre de 2013.

Producción de energía por fuente, enero 2003



Producción de energía por fuente, diciembre 2013



- (1) La tecnología de vapor utiliza combustóleo, gas natural y diésel.
 (2) La tecnología dual utiliza gasolina y carbón, o bien, una combinación de gasolina, aceite y gas natural.
 (3) Incluye los proyectos geotérmicos, eólicos (operados tanto por la CFE como por PIE) y fotovoltaicos.
 Fuente: Sistema de Información Energética.

Cómo se puede apreciar en las anteriores gráficas, en tanto que el consumo de combustóleo como principal insumo para la generación de energía eléctrica ha disminuido considerablemente, el uso del gas natural ha aumentado sustancialmente.

El porcentaje del total de electricidad para el Servicio Público suministrada en México por los PIE se incrementó del 14% en enero 2003 al 37% en diciembre 2013.

Además de la participación de los PIE, hasta diciembre de 2013, el sector privado sólo tenía permitido participar en la cogeneración, generación para usos propios, importación, exportación y pequeña producción (es decir, la producción de menos de 30 MW para su venta a la CFE o su exportación) de electricidad. Desde 1995 estas actividades han generado inversiones por un total de USD\$17,000 millones; y se prevé que para 2025 habrán generado inversiones por hasta USD\$20,000 millones

adicionales. Todos los proyectos de generación de energía eléctrica requieren un permiso de la CRE. La siguiente tabla muestra la capacidad total, generación e inversión a diciembre de 2013, representadas por los proyectos autorizados desde 1992.

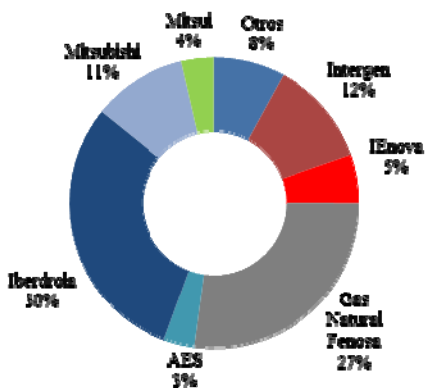
Permisos de electricidad otorgados por la CRE: capacidad autorizada, generación en inversión

Permiso	Capacidad (MW)	Generación (gWh)	Inversión (en millones de Dólares)
PIE	14,251	102,555	15,052
Usos propios	12,574	64,913	18,178
Cogeneración	3,667	22,038	3,752
Exportación	1,817	12,767	2,322
Importación	273	1,513	18
Pequeña producción	1,351	4,062	3,867
Total	33,934	206,335	43,189

Fuente: CRE.

La siguiente gráfica muestra la composición actual del mercado de la generación de energía eléctrica por el sector privado (permisos de exportación y de PIE). Las dos principales empresas controlan el 60% de este mercado.

Producción de energía



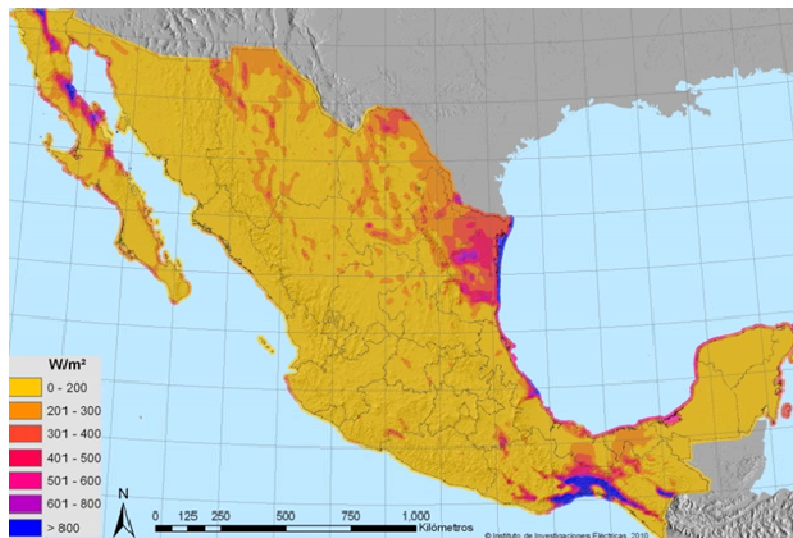
Fuente: SENER (*Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027*). Con base en la capacidad instalada en MW; incluye exclusivamente la electricidad generada por el sector privado y excluye a la CFE.

Fuentes de energía renovables

En los últimos años, México se ha esforzado por á y promover el consumo de combustibles que no sean de origen fósil y avanzar en el desarrollo de una matriz de energía más diversificada. La reforma energética aprobada por el Congreso en octubre de 2008 incluyó la Ley de Transición Energética, que está diseñada para fomentar y regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables en el país y establece el régimen legal para el desarrollo de dichas fuentes y de tecnologías limpias para la generación de electricidad. A largo plazo, las fuentes de energía renovables pueden ayudar a balancear la cartera de electricidad del país y a reducir su dependencia de insumos sujetos a alta volatilidad en cuanto a precios. Además, en la medida en que el gobierno logre implementar los incentivos y el régimen, lo anterior también puede representar nuevas oportunidades de inversión.

México cuenta con una amplia variedad de fuentes de energía renovables, incluyendo energía eólica, geotérmica, solar e hidroeléctrica. El país es especialmente rico en recursos eólicos y solares. De acuerdo con el Instituto de Investigaciones Eléctricas, México cuenta con un potencial posible de 87,600 MW de energía eólica. Para factores de planta mayores a 30%, se estima un potencial de 11,000 MW, mientras que para factores de planta mayores a 35%, se estima una capacidad de generación de 5,235 MW. Las regiones más prometedoras están ubicadas en el estado de Oaxaca, así como en el norte y centro del país y a lo largo de las costas de Yucatán y el Golfo de México. El siguiente mapa muestra las regiones que cuentan con el mayor potencial para la generación de energía eólica.

Potencial de generación de energía eólica



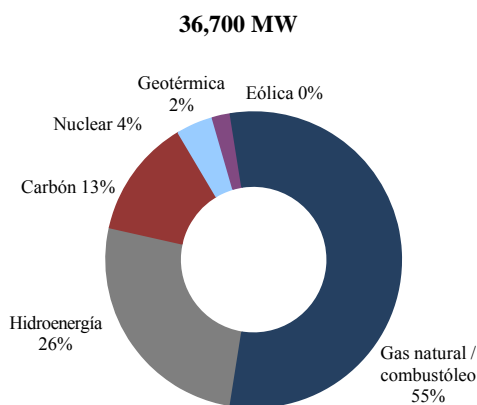
Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Actualmente las fuentes de energía renovables representan más del 18% de la capacidad instalada de generación de electricidad del país. En el 2012, la generación bruta por fuentes renovables disminuyó 10% con respecto al año anterior, para ubicarse en 47,303 millones de KWh.

El gobierno federal ha implementado una serie de reformas encaminadas a producir una mezcla más balanceada y sustentable de fuentes de energía. El objetivo más importante que se estableció como parte de dichas reformas está contenido en la Ley General de Cambio Climático, aprobada por el congreso en abril de 2012, que establece la obligación de alcanzar, en el año 2024, que el 35% de la electricidad producida en México sea generada a partir de fuentes que no sean de origen fósil. Esta ley convirtió a México en el segundo país a nivel mundial, detrás del Reino Unido, en adoptar políticas obligatorias en materia de cambio climático. Las empresas del sector privado que estén bien posicionadas para aprovechar estas tendencias tendrán la posibilidad de reportar importantes niveles de crecimiento a medida que las necesidades de electricidad del país continúen creciendo y éste adopte un régimen de tecnologías limpias.

Las siguientes gráficas muestran la capacidad de generación de energía del país en el año 2000, comparada con la capacidad proyectada para 2025.

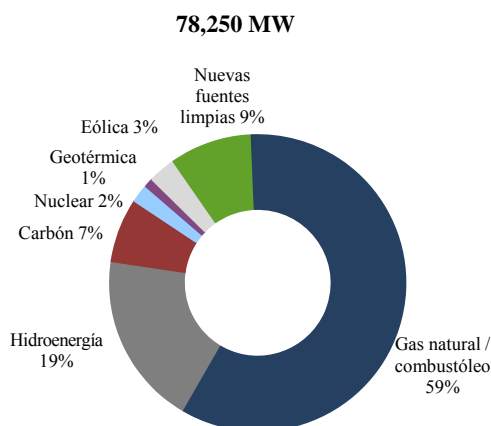
Capacidad de generación de energía por fuente (2000)



Capacidad total de las fuentes renovables: 28% / 10,452 MW

Nota: Incluye a la CFE y los PIE.

Capacidad de generación de energía por fuente (2025)



Capacidad total de las fuentes renovables: 32% / 25,000 MW

Fuente: CRE.

La reforma del sector energía en 1992 permitió por primera vez la participación del sector privado en el mercado de la energía renovable. Sin embargo, el uso de este tipo de energía se ha estancado en comparación con el de las fuentes de origen fósil. Esto se debe en parte a la falta de una estructura integral capaz de resolver la gran cantidad de impedimentos existentes, tales como los complicados permisos de uso de suelo, la insuficiencia de la infraestructura de transmisión y las ventajas en costos que impedían a la CFE comprar electricidad a precios más altos. La Reforma Energética de 2013 y la separación legal del CENACE y CFE tienen el potencial de ayudar al desarrollo de las fuentes renovables de energía.

Crecimiento de los sectores nacionales del gas natural y la electricidad

La Compañía considera que en el mediano plazo habrá un importante crecimiento del consumo de electricidad y gas natural y en la infraestructura asociada al suministro. Las tres principales razones que fundamentan esta creencia son: el crecimiento esperado de la población, el crecimiento económico esperado como resultado de la materialización de inversiones asociadas a las reformas estructurales de 2012 – 2013, incluyendo la reforma energética, y el hecho de que la actual infraestructura energética es deficitaria.

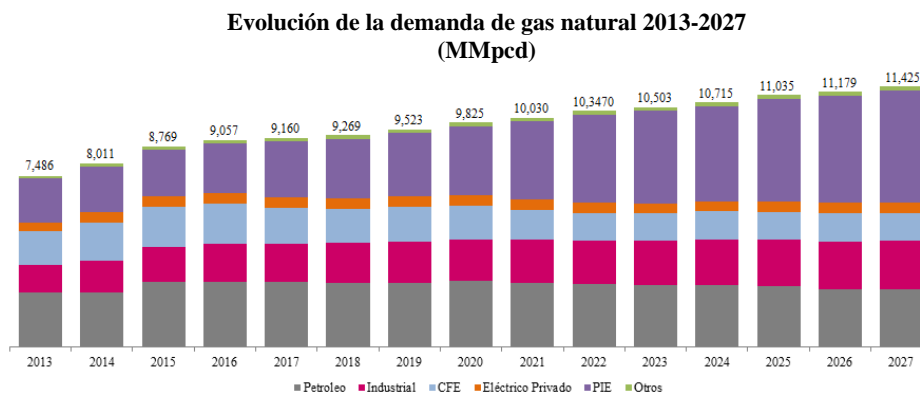
Con respecto al crecimiento poblacional, el Consejo Nacional de Población estima que durante el período comprendido de 2012 a 2015, la población nacional crecerá un 7.9% (equivalente a 8.7 millones de habitantes). A pesar de que este índice de crecimiento representa menos de la mitad del correspondiente al período comprendido de 1995 a 2010 (que se ubicó en el 23.2%), apunta a que la demanda de electricidad continuará creciendo en los años venideros.

Con respecto al crecimiento económico esperado, de acuerdo con el pronóstico de Banco de México presentado el 12 de febrero de 2014 en el informe correspondiente al cuarto trimestre de 2013, en el año 2014 la economía mexicana podría estar creciendo entre 3% y 4%. Al mismo tiempo, los pronósticos de crecimiento del PIB para la economía mexicana incluidos en los Criterios Generales de Política Económica 2014 de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, señalan que el crecimiento del PIB real en el 2014 será de 3.9% y cercano a 5% en años posteriores. Este crecimiento económico se asocia fundamentalmente al efecto de las reformas estructurales de los años 2012 y 2013.

Finalmente, la Compañía considera que la infraestructura actual sigue siendo insuficiente para satisfacer las necesidades presentes y futuras del país, especialmente en la zona centro —cuya población está creciendo rápidamente y requerirá la ampliación de los sistemas de gasoductos y generación de electricidad.

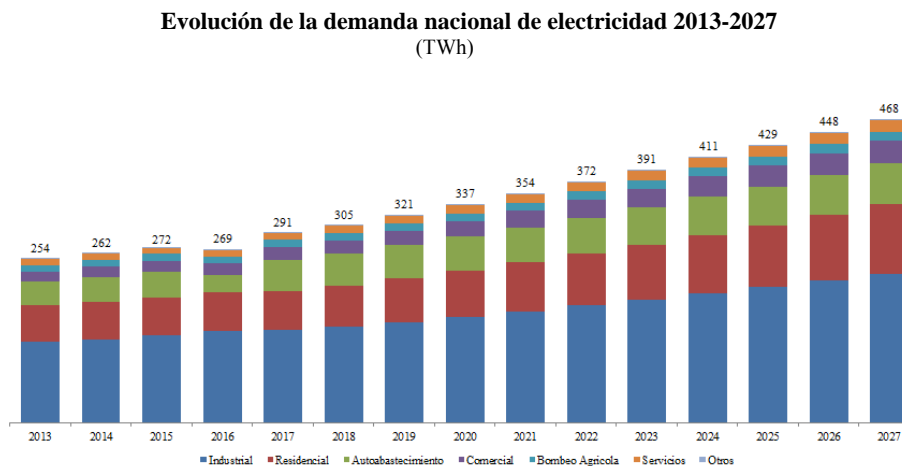
A continuación se presentan los últimos pronósticos de demanda oficiales disponibles (Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013 – 2027 (PG 2013 – 2027)) y la Prospectiva de Electricidad 2013 – 2027 (PE 2013 – 2027)). Es importante resaltar que México está en un período de grandes cambios asociados a las reformas estructurales, entrando en una fase con un mayor potencial de crecimiento. Los datos de demanda aquí presentados no incorporan los efectos en crecimiento económico asociados a las reformas estructurales, por lo que desde el punto de vista de la Compañía, representan escenarios conservadores de la evolución de la demanda de gas y electricidad.

Los pronósticos incluidos en la PG 2013 – 2027 y la PE 2013 – 2027 muestran que en los próximos 13 años la demanda de gas natural y de electricidad continuarán creciendo a un ritmo anual promedio de 3.6% y 4.6%, respectivamente. Con base en estos niveles, para el año 2027 el país requerirá 11,425 MMPCD de gas natural (equivalentes a un crecimiento del 71%) y 468.26 TWh de electricidad bruta (equivalentes a un crecimiento del 97%). Las siguientes gráficas muestran el comportamiento esperado de la demanda en ambos sectores. Estos escenarios de demanda están sustentados en un crecimiento medio anual del PIB de 3.6%. La siguiente gráfica muestra el pronóstico de demanda de gas natural incluido en la PG 2013 – 2027.



Fuente: SENER (*Prospectiva del mercado de gas natural gas L.P. 2013-2027*).

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda de electricidad de 2012 a 2027.



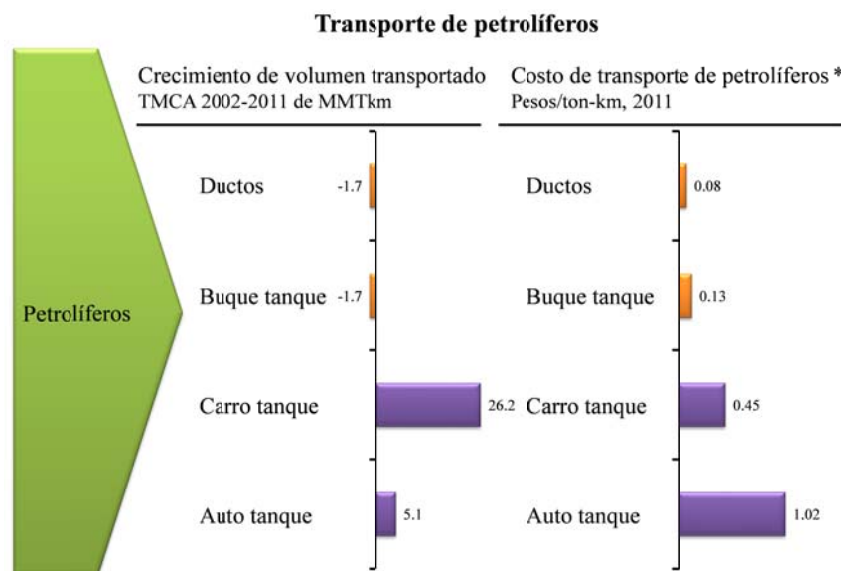
Fuente: SENER, *Prospectiva del sector eléctrico 2013-2027*.

Como muestran las gráficas anteriores, el crecimiento de la demanda incluso en un escenario conservador representa ya un gran reto para México. La Compañía considera que la construcción de nueva infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural y de generación, transmisión y distribución de electricidad, son imperativas para el desarrollo económico del país a corto y mediano plazo.

Transporte de petrolíferos

No obstante la creciente demanda de productos de petróleo refinado, México carece de infraestructura adecuada para el almacenamiento, transporte y distribución de petrolíferos. Un alto porcentaje de los servicios de transporte de productos refinados continúa prestándose a través de camiones y cada vez es más necesario encontrar alternativas más eficientes para satisfacer la demanda de los centros de consumo. Este panorama apunta a una posible oportunidad de inversión en el desarrollo de infraestructura de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos.

Entre el año 2002 y el 2012, el consumo de gasolina y diésel crecieron a tasas anuales promedio de 3.6% y 4.2%, respectivamente. Al mismo tiempo, la demanda de turbosina, otro petrolífero importante para las actividades de transporte de carga y pasajeros, tuvo un crecimiento promedio anual de 1.1% entre 2002 y 2012. Previa a la crisis financiera de 2008-2009, había experimentado un crecimiento anual de 3.4% (2002 a 2008). Como la siguiente gráfica muestra (datos disponibles a 2011), además de la mayor demanda de petrolíferos, que detona demanda por mayor infraestructura, el transporte por ducto resulta considerablemente más barato.



* No considera costos de capital

FUENTE: PEMEX. Estrategia Nacional de Energía. Febrero 2012.

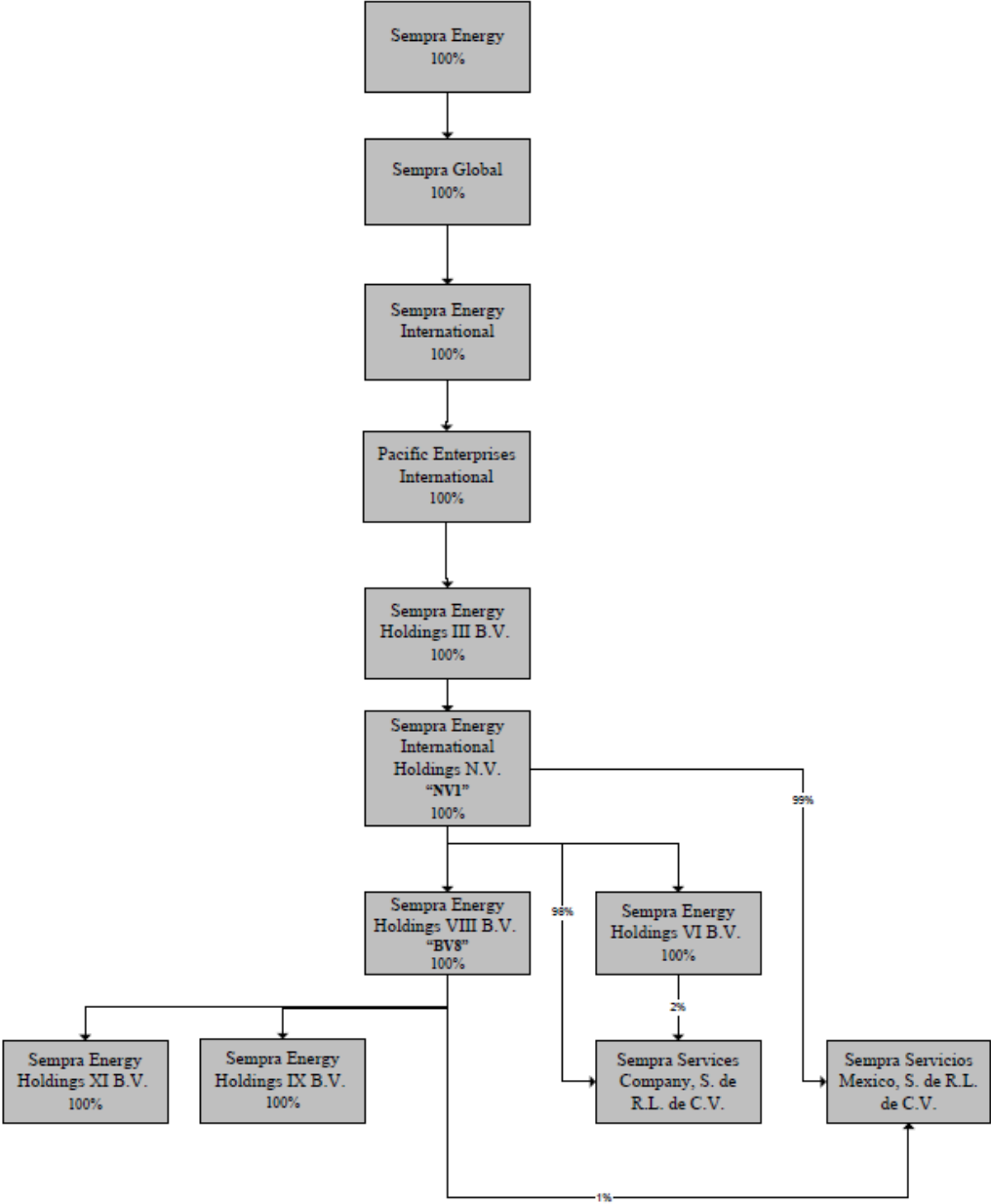
El mercado del Gas LP

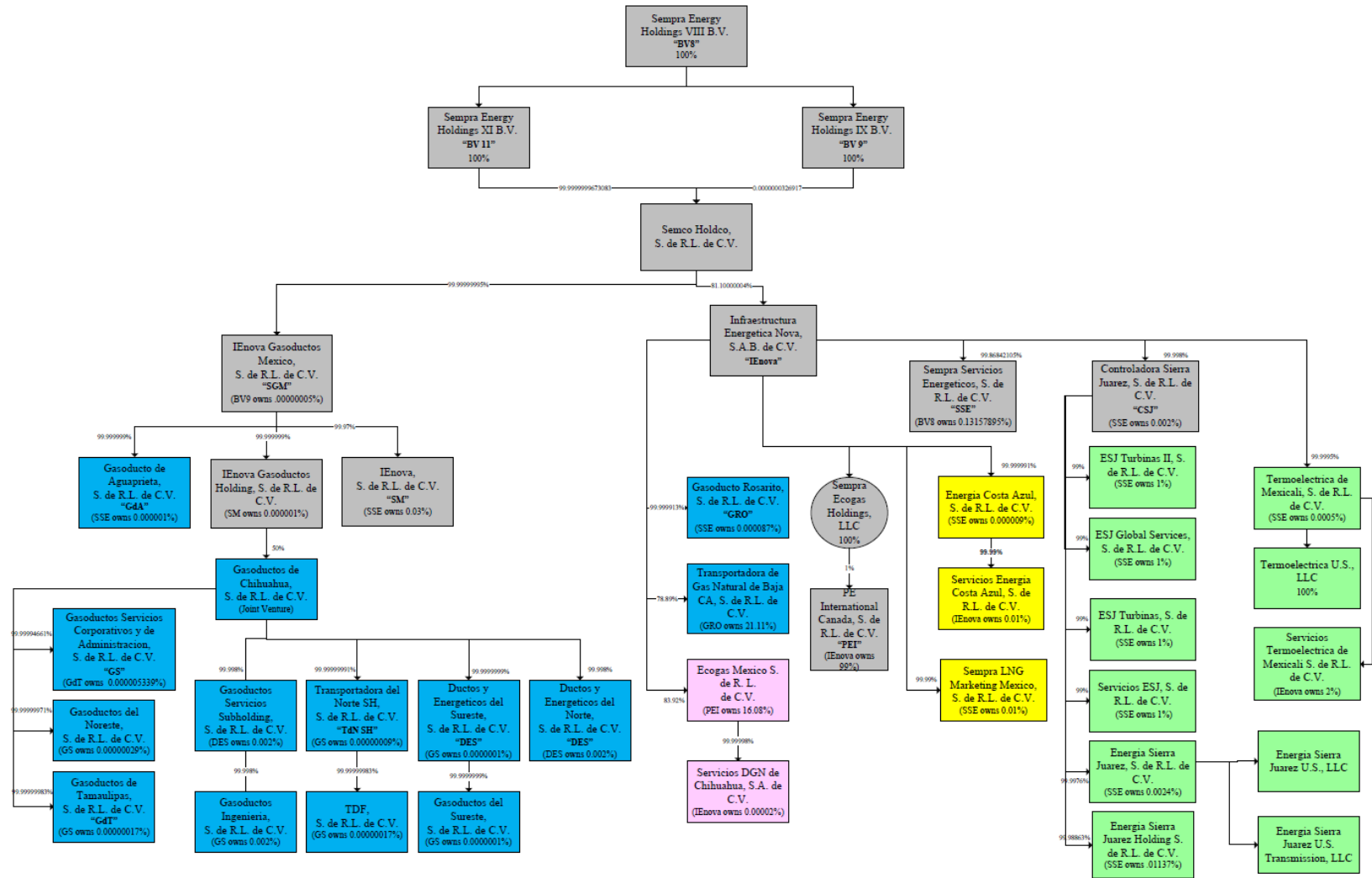
El sector privado tiene permitido participar en los mercados del almacenamiento, transporte y distribución de Gas LP. En tanto que el mercado de la distribución de Gas LP está dominado por un reducido grupo de empresas y se caracteriza por la existencia de enormes barreras de entrada, las condiciones de mercado de los segmentos de almacenamiento y transporte de este insumo han llevado a que, en su mayoría, la infraestructura se encuentre cerca de niveles mínimos de operación.

El gas licuado de petróleo es uno de los combustibles sustitutos más cercanos al gas natural, hidrocarburo al cual están ligados la mayor parte de nuestros proyectos. Se espera que el proceso de sustitución de Gas LP por Gas natural continúe, se profundice y se consolide. De hecho, las proyecciones de mercado de gas L.P. muestran que la demanda, producción e importaciones se mantendrán sin mayores cambios durante los próximos quince años. De acuerdo al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2014 – 2018, la demanda crecerá a una tasa media anual de 0.1 por ciento, la producción lo hará a una tasa de 0.7 por ciento, por lo que las importaciones disminuirán a una tasa de 0.5 por ciento.

ix. Estructura corporativa
Estructura Corporativa

El siguiente cuadro muestra la estructura corporativa de la Compañía al 30 de abril de 2014.





x. Descripción de sus principales activos

Ver “Resumen Ejecutivo - La Compañía”

xi. Procesos judiciales, administrativos o arbitrales

De tiempo en tiempo la Compañía se ve involucrada en procedimientos judiciales y administrativos como resultado de demandas relacionadas con sus operaciones y bienes. Estos procedimientos pueden incluir demandas interpuestas por proveedores o clientes; autoridades federales, estatales o municipales, incluyendo las autoridades fiscales; vecinos y organizaciones ambientales o sociales; y conflictos laborales. Salvo por lo descrito a continuación, la Compañía considera que actualmente no existe ningún procedimiento gubernamental, judicial o arbitral en su contra que pudiese tener un efecto adverso significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo, sus perspectivas y/o el precio de las Acciones.

Terminal de GNL

Procedimientos relacionados con los permisos y autorizaciones de la Terminal de GNL

Recurso de revisión en contra de la autorización de impacto ambiental para la Terminal de GNL, interpuesto por Inmuebles Vista Golf. En mayo de 2003, Inmuebles Vista Golf, S.A. de C.V. (“Inmuebles Vista Golf” o “IVG”) interpuso ante la SEMARNAT un recurso de revisión en contra de la resolución emitida por dicha autoridad en abril de 2003, en virtud de la cual otorgó a la Compañía la autorización de impacto ambiental para la Terminal de GNL. Inmuebles Vista Golf alega que la SEMARNAT no dio los avisos necesarios y no se apejó al procedimiento aplicable para el otorgamiento de dicha autorización; que las actividades de la Terminal de GNL son de carácter industrial y, por tanto, no cumplen con lo dispuesto en el Programa Regional de Desarrollo del Corredor Costero Tijuana-Rosarito-Ensenada (conocido como COCOTREN); y que las condiciones y medidas de mitigación establecidas en la autorización eran insuficientes. En agosto de 2003 la SEMARNAT desechó dicho recurso y en diciembre de 2003 Inmuebles Vista Golf interpuso ante el TFJFA, en la Ciudad de México, un juicio de nulidad en contra del acuerdo respectivo. En abril de 2005 el TFJFA dictó sentencia declarando la nulidad del acuerdo respectivo, por lo que la SEMARNAT dio curso al recurso de revisión y en julio de 2006 resolvió el mismo confirmando la validez y legalidad de la autorización de impacto ambiental. En octubre de 2006 Inmuebles Vista Golf interpuso ante el TFJFA, en la Ciudad de México, juicio de nulidad en contra de la resolución de la SEMARNAT respectiva. En diciembre de 2010, el TFJFA confirmó la validez y legalidad de la resolución a través de la cual la SEMARNAT confirmó la validez y legalidad de la autorización de impacto ambiental. En contra de la resolución del TFJFA Inmuebles Vista Golf promovió juicio de amparo directo ante el Tribunal Colegiado de Circuito en el Distrito Federal. El juicio de amparo fue resuelto mediante resolución de abril de 2012, en la que se concedió el amparo para el efecto de que el TFJFA valorara la totalidad de las pruebas aportadas por las partes, en específico la prueba pericial desahogada en juicio. En agosto de 2012 el TFJFA dictó nueva sentencia ratificando una vez más la validez de la autorización de impacto ambiental y la suficiencia de las condiciones y medidas de mitigación para prevenir los daños al medio ambiente establecidas en la misma. Inmuebles Vista Golf promovió nueva demanda de amparo en contra de la sentencia de agosto de 2012 del TFJFA, por su parte, ECA promovió amparo adhesivo. En mayo de 2013, la Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió atraer la demanda de amparo promovida por Inmuebles Vista Golf. En sesión pública llevada a cabo el 7 de febrero de 2014, la Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió “sobreser en el juicio de garantías promovido por IVG y en consecuencia dejar sin materia el amparo adhesivo” de la Terminal de GNL. Actualmente la resolución de la Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación se encuentra en proceso de engrose. La Compañía considera que las pretensiones de Inmuebles Vista Golf son infundadas.

Recursos de revisión en contra de la autorización de impacto ambiental para 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 SEMARNAT para impugnar la emisión del MIA a la Terminal de GNL otorgada en abril de 2003, con base en alegatos similares a los de IVG. La SEMARNAT desechó los recursos y los actores interpusieron ante el TFJFA, en la Ciudad de México, juicios de nulidad en contra de los acuerdos respectivos. En enero de 2006 y mayo de 2010, el TFJFA 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 nuevo juicio de nulidad contra la resolución emitida por la SEMARNAT, mismo que se encuentra pendiente de resolución. En el caso Palafox, la SEMARNAT aún no ha emitido su resolución sobre el recurso en contra de la MIA. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de Castro, Valdez y Palafox son infundadas.

Recurso de nulidad en contra de la concesión portuaria, interpuesto por Inmuebles Vista Golf. En enero de 2005, IVG interpuso ante la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (“SCT”), una solicitud de revocación con respecto a la concesión portuaria de ECA, la cual autoriza a ECA a utilizar las instalaciones portuarias nacionales para sus operaciones marítimas. IVG alegó que la SCT debió aplicar ciertos requerimientos ambientales con relación a la autorización de la concesión portuaria de ECA y que las actividades realizadas por la Terminal de GNL no son de la competencia de la SCT, así como que ECA no realizó un estudio de riesgo ambiental y que la SEMARNAT modificó la MIA sin notificar dicha circunstancia a la SCT. En marzo de 2005,

la SCT desechó dicha la solicitud de IVG quien interpuso ante el TFJFA, en la Ciudad de México, un juicio de nulidad en contra del acuerdo respectivo. En marzo de 2010, el TFJFA dictó sentencia declarando nulo el acuerdo por el que la SCT desechó la solicitud de IVG y ordenando a esta última resolver sobre la misma. En mayo 2011, la SCT dictó un nuevo acuerdo determinando la legalidad y validez de la concesión portuaria de ECA al haberse cumplido con todos los requisitos legales. En agosto de 2011, IVG interpuso un segundo recurso de nulidad ante el TFJFA, reiterando sus argumentos previos y alegando, además, que el Director General de Puertos no estaría facultado para emitir el acuerdo pues correspondería al Secretario de Comunicaciones y Transportes. ECA recurrió el acuerdo por el que el TFJFA admitió el segundo recurso de nulidad, con fundamento en el hecho de que las pretensiones reclamadas por IVG se resolvieron durante el juicio previo, mismo recurso que fue resuelto en junio de 2012 como fundado, por lo que el TFJFA sobreseyó el juicio de nulidad de IVG. IVG interpuso una demanda de amparo ante los tribunales federales en contra del sobreseimiento del recurso ante el TFJFA, amparo que fue concedido levantando el sobreseimiento del juicio de nulidad. El juicio de nulidad se encuentra en trámite y en el mismo la SCT y ECA ya han contestado la demanda. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de IVG son infundadas.

Demanda de amparo interpuesta por Sánchez Ritchie. (“Sánchez Ritchie”). En junio de 2010, Sánchez Ritchie interpuso demanda de amparo en el juzgado de distrito del estado de Baja California, México, impugnando la validez de todos los permisos y autorizaciones relacionados con la construcción y operación de la Terminal de GNL. En su recurso Sánchez Ritchie nombró como demandadas a 17 diferentes agencias gubernamentales, incluyendo la SEMARNAT, la CRE, y el Municipio de Ensenada, entre otros. No obstante que los primeros permisos para la Terminal de GNL se habían emitido más de seis años antes de su presentación, Sánchez Ritchie afirma que la operación de la Terminal de GNL perjudicaría sus derechos como el supuesto dueño de la propiedad adyacente a la Terminal de GNL (que es disputada por ECA) y que los permisos a ECA fueron otorgados en violación de sus derechos. Sánchez Ritchie demanda daños y que se ordene a las autoridades demandadas revocar los permisos para la Terminal de GNL. El 17 de junio de 2010, el juzgado de distrito emitió una sentencia provisional ordenando a las diversas autoridades a suspender los permisos de ECA, pero esa orden provisional fue revocada por el tribunal de circuito el 24 de junio de 2010 antes de que las autoridades gubernamentales respondieran, con posterioridad el juzgado de distrito negó la suspensión definitiva a Sánchez Ritchie, lo que fue confirmado por el tribunal colegiado. Cada una de las autoridades gubernamentales nombradas en la acción de amparo negó las acusaciones y afirmó la validez de sus respectivos permisos y autorizaciones. La audiencia de desahogo de los alegatos de Sánchez Ritchie se ha pospuesto debido a la presentación de una gran cantidad de recursos y otros actos procesales. Habiéndose resuelto los recursos, el juicio se encuentra en trámite y pendiente de resolución. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas.

Recurso de revisión en contra de la autorización de impacto ambiental para la Terminal de GNL, interpuesto por Inmuebles Baja Pacífico. En mayo de 2006, IBP presentó una denuncia popular ante la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (“PROFEPA”), alegando que las condiciones y medidas de mitigación impuestas en el MIA no son suficientes y que las operaciones de ECA pueden causar daños al medio ambiente solicitando que se ordene la modificación o declaración de nulidad de dicha autorización. La PROFEPA inspeccionó la Terminal de GNL y mediante un comunicado oficial de fecha del 18 de mayo de 2010, la PROFEPA notificó a IBP que las operaciones de ECA cumplen con las medidas de mitigación impuestas en el MIA y no causan daños al medio ambiente. IBP recurrió la determinación de PROFEPA ante el TFJFA en la Ciudad de México. El TFJFA resolvió el juicio declarando la nulidad del acto impugnado para el efecto de que la autoridad competente de PROFEPA valorara pruebas ofrecidas por IBP y se pronunciara respecto de argumentos de IBP. En contra de la resolución del TFJFA tanto la Compañía como IBP presentaron demandas de amparo, mismas que han sido admitidas y se encuentran en trámite y pendientes de resolución. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de IBP no tienen fundamento.

Demanda municipal interpuesta por Sánchez Ritchie. En febrero de 2011, Sánchez Ritchie interpuso un recurso de reclamación ante la Dirección de Control Urbano (“DCU”) del Municipio de Ensenada, en Baja California, México, alegando la invalidez de los permisos de uso de suelo y construcción otorgados a la Terminal de GNL en 2003 y 2004, respectivamente. No obstante que el Municipio había ratificado la validez de los permisos en su respuesta a la demanda de amparo de Sánchez Ritchie descrita anteriormente, poco después de recibir la queja, el DCU emitió una orden de clausura temporal y cese inmediato de operaciones. Las acciones de las autoridades del gobierno estatal y federal impidieron la interrupción de las operaciones de la terminal, mientras que ECA presentó una respuesta a la queja administrativa ante la DCU así como una demanda de amparo ante el juzgado de distrito en Ensenada. En marzo de 2011, el juzgado de distrito otorgó la suspensión de la orden de clausura en tanto se resuelva la demanda de amparo de ECA. Sánchez Ritchie y el Municipio recurrieron dicha suspensión, pero el otorgamiento de la suspensión fue confirmado por el tribunal colegiado de circuito en Mexicali. El juicio de amparo de ECA se encuentra en trámite y pendiente de resolución. El procedimiento administrativo se encuentra suspendido en tanto se dicte sentencia con respecto a la demanda de amparo interpuesta por la Compañía. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas.

Procedimientos relacionados con la propiedad del inmueble donde se ubica la Terminal de GNL

Demanda civil. En noviembre de 2004, Raúl Francisco Miranda Pelayo, interpuso ante el juzgado civil de Ensenada una demanda en contra de la Compañía y diversos terceros, algunos de los cuales estuvieron involucrados en las etapas iniciales de desarrollo de la Terminal de GNL, alegando tener mejor derecho que la Compañía sobre el terreno donde se ubica la terminal y demandando la restitución de dicho inmueble y el pago de daños y perjuicios. A pesar de que la Compañía cuenta con todos los documentos que acreditan sus derechos de propiedad respecto de dicho inmueble, Miranda Pelayo alega que otro inmueble de su propiedad se encuentra ubicado en aproximadamente el mismo lugar, en forma superpuesta al terreno de la Terminal de GNL. Miranda Pelayo falleció durante el transcurso del procedimiento y su viuda intentó que el juzgado la reconociera como

copropietaria. El juzgado rechazó la demanda de la viuda, quien interpuso recurso ante el tribunal superior de justicia del estado en Mexicali. El tribunal superior desechó dicho recurso y en enero de 2012 la viuda de Miranda Pelayo interpuso demanda de amparo en contra del de la sentencia respectiva ante el tribunal colegiado de circuito en Mexicali. A la presente fecha el Tercer Tribunal Colegiado, resolvió improcedente el amparo promovido por la anterior nombrada parte quejosa, por lo que en consecuencia la resolución dictada en Primera instancia, mediante el cual se declaró la caducidad del procedimiento y se condenó a la parte actora al pago de gastos y costas judiciales, quedó firme y ha causado estado, sin que a la presente fecha la parte actora o su sucesión puedan procesalmente impugnar esta resolución. Este procedimiento a la presente fecha se encuentra concluido en cuanto al fondo de la controversia.

Demanda Agraria. En febrero de 2006, Salomón Arya Furst y Abraham Hanono Raffoul interpusieron ante el tribunal unitario agrario de distrito en Ensenada una demanda en contra de la Secretaría de la Reforma Agraria, la Compañía 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 GNL, 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 la Compañía se expidieron indebidamente y sin tomar en consideración los derechos de propiedad existentes de dichos inmuebles.

El día 10 de febrero de 2014, el Tribunal Unitario Agrario del distrito 45 dictó una sentencia interlocutoria, en la cual se resuelven varias excepciones dilatorias promovidas por las partes. El actor promovió amparo indirecto, el cual fue radicado ante el Juzgado Noveno de Distrito del XV Circuito. Dicho amparo está en curso en este momento.

Otros procedimientos

Investigación penal. En o en fechas próximas a mayo de 2009, Sánchez Ritchie interpuso ante la Procuraduría de Justicia de Ensenada, una denuncia penal alegando que “filiales de Semptra,” varios empleados de la Terminal de GNL y varios ex-empleados de dicha Procuraduría cometieron el delito de fraude procesal en relación con una denuncia penal interpuesta por la Compañía en contra de Sánchez Ritchie en 2006 como parte del conflicto relacionado con la posesión de un inmueble aledaño a la Terminal de GNL, que es propiedad de la Compañía. En particular, en septiembre de 2006 la Compañía acusó a Sánchez Ritchie del delito de despojo por haber entrado a la fuerza al inmueble de la Compañía. 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 la Compañía 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 que confirma el archivo de la averiguación. En octubre de 2013 el Tribunal Colegiado del XV Circuito ordenó reponer el procedimiento dentro del amparo 539/11, ya que se había omitido emplazar a todos los terceros perjudicados. El amparo indirecto está en trámite ante el Juez de Distrito, en proceso de emplazamiento a las partes.

Termoeléctrica de Mexicali

En octubre de 2009, José Andrés Hernández Raygoza y otra persona relacionada con éste interpusieron ante el juzgado civil de Mexicali una demanda en contra de Termoeléctrica de Mexicali, el precursor de esta última por lo que respecta a los derechos de propiedad de un inmueble, y el Registro Público de la Propiedad y de Comercio, alegando tener mejor derecho sobre el inmueble donde se ubica la planta Termoeléctrica de Mexicali. Dicho argumento se basa en la presunta falta de notificación a los actores, por el precursor en derecho de la Compañía, Camilo Wence Oseguera, respecto de ciertos procedimientos desahogados en 1987 en virtud de los cuales Wence Oseguera adquirió la propiedad del inmueble, ya que presuntamente dichos procedimientos únicamente confirieron válidamente la propiedad de la porción de inmueble no involucrada en el conflicto, más no así la propiedad de la porción restante debido a que los actores habían reclamado previamente dicha propiedad con base en la ocupación continua de la misma. Los actores demandan la restitución del inmueble y el pago de daños y perjuicios. Esta es la segunda demanda de este tipo interpuesta por Hernández Raygoza. La primera demanda se interpuso en contra de Wence Oseguera y los funcionarios gubernamentales, exclusivamente, sin que Termoeléctrica de Mexicali fuera parte de la misma. En el primer caso, el tribunal determinó que Hernández Raygoza no había probado la posesión del inmueble. La audiencia final en el segundo juicio se celebró en marzo de 2012; y en junio de 2012, el juez dictó sentencia en el sentido de que los actores deberían haber recibido notificación de los procedimientos desahogados en 1987 y que, al no haber recibido dicha notificación, los derechos de propiedad de Wence Oseguera y, en consecuencia, la venta del inmueble por parte de este último a Termoeléctrica de Mexicali, eran nulos. Sin embargo, el juez no otorgó la propiedad del inmueble a los actores. Termoeléctrica de Mexicali recurrió la sentencia dictada por el juez, de tal suerte que en julio de 2013 la Suprema Corte de Justicia del Estado de Baja California dictó sentencia a favor de Termoeléctrica de Mexicali dejando sin efectos la sentencia de 2012 y reafirmando la validez del Título de propiedad de Termoeléctrica de Mexicali de 2001.

Adicionalmente en julio de 2013, las partes firmaron Convenio Judicial con Termoeléctrica de Mexicali en virtud del cual se desisten de cualquier interés respecto del juicio y del terreno objeto de este, reafirmando en dicho sentido a Termoeléctrica de Mexicali como único y legítimo propietario del inmueble.

Energía Sierra Juárez

En noviembre de 2011, Terra Peninsular, A.C., una organización ambiental, interpuso ante el TJFA de la Ciudad de México un juicio de nulidad en contra de la resolución en virtud de la cual la SEMARNAT otorgó a la Compañía la autorización de impacto ambiental para la construcción y operación del parque eólico Energía Sierra Juárez. Terra Peninsular alega que no recibió notificación de dicha resolución; y que la autorización de impacto ambiental no fue evaluada de conformidad con la legislación aplicable, puesto que de haberlo sido la SEMARNAT hubiese negado dicha autorización. Sin embargo, Terra Peninsular no especifica qué leyes o reglamentos no fueron aplicados debidamente. Además de lo anterior, Terra Peninsular alega que las distintas etapas del proyecto deberían requerir autorizaciones independientes; y que el otorgamiento de una autorización condicional para el desarrollo de futuras etapas que aún no están definidas por completo es insuficiente para proteger el medio ambiente. El TJFA negó la orden de suspensión provisional solicitada por Terra Peninsular, pero admitió la demanda. Energía Sierra Juárez y la SEMARNAT presentaron sus respectivas contestaciones a la demanda en junio de 2012, alegando que el juicio interpuesto por Terra Peninsular es extemporáneo y que la autorización de impacto ambiental se otorgó debidamente. El juez ha admitido los peritos presentados por las partes, y los peritos de Energía Sierra Juárez y de SEMARNAT han presentado sus reportes periciales, así como el perito de Terra Peninsular. Por otro lado, el Tribunal nombró un perito de su parte y una vez que éste rinda su reporte, el juez determinará el cierre de la instrucción del el juicio 15 días después para alegatos finales. La solicitud presentada por Terra Peninsular para la suspensión definitiva también fue negada a Terra Peninsular. La Compañía considera que las pretensiones de Terra Peninsular son infundadas.

Gasoducto Sonora

En octubre de 2012, uno de los participantes en los procesos de licitación pública convocadas por la CFE, cuyo objeto era la construcción y operación de cuatro gasoductos en Sonora y Sinaloa, tramitó un amparo ante los juzgados de distrito en México, D. F., en contra del procedimiento de licitación respecto del segmento Sásabe-Guaymas y la adjudicación en favor de Gasoducto de Aguaprieta, una subsidiaria de la Compañía. Sásabe Pipelines, S. de R.L. de C.V. demandó como responsables a 11 diferentes autoridades gubernamentales, incluyendo a CFE, al Presidente de la República y a la Secretaría de Energía. Sásabe Pipeline, quien fue el segundo lugar en este proceso de licitación, demandó en términos generales que le fueron lesionados sus derechos, específicamente que fue discriminado en la licitación, así como el desechamiento de forma ilegal a las observaciones que formuló respecto de las bases de la misma. Aún no se determina fecha para la audiencia constitucional del juicio de amparo correspondiente por lo que el contrato celebrado entre Gasoducto de Aguaprieta y CFE sigue surtiendo efectos. En febrero de 2013, la Compañía fue notificada como tercero perjudicado, en el juicio de amparo promovido por la sociedad Guaymas Pipeline, la cual forma parte del mismo grupo empresarial de Sásabe Pipeline, en el cual demandó la nulidad del proceso de licitación respecto del segmento Guaymas-El Oro y la adjudicación del mismo a favor de Gasoducto de Aguaprieta. Dentro de este procedimiento de licitación impugnado, Guaymas Pipeline no presentó propuesta alguna a la CFE. Dicho juicio de amparo es similar al otro promovido para el primer segmento, pero en este caso no se solicitó la suspensión.

El 15 de abril de 2013, las empresas Sásabe Pipelines, S. de R.L. de C.V. y Guaymas Pipelines, S. de R.L. de C.V., respectivamente se desistieron de las demandas de amparo que promovieron en contra de los procedimientos de licitación convocados por la CFE el año pasado, cuyo objeto fue la construcción y operación de cuatro gasoductos en el Noroeste del país conocidos como Proyecto Norte-Noroeste y particularmente en contra de los fallos respecto de los segmentos Sásabe-Guaymas y Guaymas-El Oro, que fueron adjudicados a Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V., una empresa subsidiaria de IEnova. Por lo anterior, los juzgados competentes resolvieron sobreseer ambos juicios de amparo y en tal virtud, los fallos en favor de Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V. dejaron de estar controvertidos por estas empresas.

Otros

En noviembre de 2012, la Procuraduría General de la República y la Procuraduría Fiscal de la Federación desecharon en definitiva una denuncia presentada por un ciudadano en contra de la Compañía y algunas de sus afiliadas, incluyendo a ciertos directivos y funcionarios relevantes de la Compañía y del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía. La denuncia, la cual alegaba fraude fiscal, contrabando y lavado de dinero, fue desechada por las autoridades una vez llevada a cabo la investigación correspondiente, al considerarla infundada por no existir elementos que acrediten que la Compañía había incurrido en dichas conductas.

Resumen de los procedimientos legales

Las operaciones de la Terminal de GNL y la Termoeléctrica de Mexicali no se han visto afectadas como resultado de los procedimientos antes descritos, y ambas han seguido operando con toda normalidad durante el desahogo de los mismos. Del mismo modo, el desarrollo del Gasoducto Sonora no se ha visto afectado como resultado de las controversias interpuestas por Sásabe Pipeline y Guaymas Pipeline. Sin embargo, si cualquiera de dichos procedimientos llegare a resolverse en sentido desfavorable para la Compañía, las operaciones de la Terminal de GNL, la Termoeléctrica de Mexicali o el desarrollo del proyecto del Gasoducto Sonora, podrían verse afectadas en forma adversa y significativa, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía. Para una descripción de ciertos riesgos relacionados con los procedimientos judiciales y administrativos en los que está involucrada la Compañía, véase la sección “Factores de riesgo—El resultado de ciertos procedimientos judiciales entablados en contra de la Compañía o en relación con los permisos o derechos de propiedad correspondientes a la Terminal de GNL, la

Termoeléctrica de Mexicali, el proyecto de parque eólico y el desarrollo del Gasoducto Sonora, podrían tener un efecto adverso significativo en las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía”.

xii. Acciones representativas del capital social

Descripción del capital y los Estatutos de la Compañía

Al 31 de diciembre de 2013, el capital en circulación de la Compañía estaba representado por 1,154,023,812 Acciones ordinarias Serie Única, nominativas, sin expresión de valor nominal, de las cuales 5,000 corresponden a la parte fija Clase I y 1,154,018,813 corresponden a la parte variable Clase II. Además, la Compañía tiene en tesorería 15,867,828 Acciones representativas de su capital variable, mismas que se emitieron para su suscripción y pago a través de la Oferta Global y que no fueron suscritas en la misma. Inmediatamente después de la Oferta Global y después del ejercicio de las Opciones de Sobreasignación, se encuentran en circulación un total de 1,154,023,812 Acciones.

Variaciones en el capital social en los últimos tres años

En los últimos tres años, durante los ejercicios sociales 2011, 2012 y 2013, el capital social de la Compañía ha sido aumentado en tres ocasiones:

- (1) El 22 de marzo de 2013, la Compañía anunció la oferta pública inicial de acciones en México por 98,623,879 acciones ordinarias clase II, serie única, en MXN\$34.00 por acción. Al mismo tiempo, la Compañía fijó el precio de su oferta privada internacional, que se llevó a cabo en forma simultánea, consistente en 91,037,426 acciones ordinarias, a un precio de oferta igual al de la oferta pública registrada en México. La liquidación de ambas ofertas ocurrió el 27 de marzo de 2013. En la misma fecha se ejerció la opción de 30 días para comprar hasta un máximo de 28,449,195 acciones ordinarias a un precio de oferta igual al de las ofertas arriba mencionadas.

Las acciones ordinarias de estas ofertas representan de forma conjunta el 18.9% de la participación accionaria en la Compañía, incluyendo el ejercicio de la opción de 30 días para la compra de acciones adicionales.

- (2) La asamblea general de socios del 15 de febrero de 2013 aprobó un aumento en el capital social de la Compañía por la cantidad de MXN\$1.00, mismo que quedó suscrito y pagado en su totalidad por Sempra Energy Holdings XI, B.V., y la transformación de la Compañía a sociedad anónima de capital variable. El capital social de la Compañía antes de la Oferta Global se encontraba representado por 935,913,312 acciones ordinarias, Serie Única, nominativas, sin expresión de valor nominal con 5,000 correspondientes a la parte mínima fija Clase I y 935,908,312 correspondientes a la parte variable Clase II.
- (3) En asamblea general ordinaria de socios celebrada el 10 de septiembre de 2012, se aprobó un incremento del capital social en su parte variable por la cantidad de MXN\$5,862 millones, mismo que quedó suscrito y pagado en su totalidad por Sempra Energy Holdings XI, B.V.

xiii. Dividendos

Después de la oferta pública de acciones en marzo de 2013, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Compañía con fecha 7 de octubre de 2013, acordó decretar un dividendo en efectivo por US\$117 millones, equivalente a US\$0.101384 por acción. Este dividendo se pagó el 16 de octubre de 2013.

El 1 de Marzo de 2013, la Compañía decreto el pago de dividendos por un importe de MXN\$500.4 millones o US\$39 millones de los estados financieros previamente aprobados por los accionistas.

xiv. Controles cambiarios y otras limitaciones.

No aplica.

3. INFORMACION FINANCIERA

a) Información financiera seleccionada

Ver “Presentación de Información”, “Estados Financieros”.

INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA SELECCIONADA

Las siguientes tablas contienen información financiera y operativa consolidada seleccionada de la Compañía a las fechas y por los períodos indicados. Dichas tablas deben leerse en conjunto con los estados financieros de la Compañía y sus notas que se incluyen en este reporte anual, y están sujetas a la información completa contenida en los mismos. Véase la sección “*Información General-Glosario de Términos y Definiciones-Presentación de la Información*”.

La información relativa a los estados de resultados consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, y la información sobre los estados de posición financiera consolidados al 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, se deriva de los Estados Financieros Auditados de la Compañía incluidos en este reporte anual. Los inversionistas deben leer esta información en conjunto con los Estados Financieros Auditados de la Compañía y las notas a los mismos que se incluyen en este Reporte anual así como la información incluida en las secciones tituladas “*Información General-Glosario de Términos y Definiciones-Presentación de la sección “Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la emisora”*”.

Estados consolidados de ganancias y pérdidas

(en miles de dólares)	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013
Ingresos.....	\$ 822,476	\$ 607,607	\$ 677,836
Costo de ingresos.....	(422,680)	(253,299)	(328,817)
Gastos de administración y otros	(73,793)	(76,423)	(99,685)
Depreciación y amortización	(63,080)	(61,349)	(61,164)
Ingresos por interés.....	883	1,027	1,372
Costos financieros.....	(18,182)	(11,346)	(5,035)
Otras (pérdidas) y ganancias	(16,092)	(8,845)	6,986
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades del negocio conjunto	229,532	197,372	191,493
Gasto por impuestos a la utilidad.....	(76,006)	(40,801)	(83,792)
Participación en las utilidades del negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad	21,577	37,444	34,689
Utilidad del año	\$ 175,103	\$ 194,015	\$ 142,390

Estados consolidados de posición financiera

Al 31 de diciembre

(en miles de dólares)

	2011	2012	2013
Activos			
Activos circulantes			
Efectivo y equivalentes de efectivo.....	\$ 27,364	\$ 85,073	\$ 103,880
Inversiones en valores a corto plazo	-	-	207,027
Otros activos circulantes ⁽¹⁾	122,556	151,883	187,221
Total de activos circulantes	149,920	236,956	498,128
Activos no circulantes			
Inversiones en negocios conjuntos.....	294,155	331,599	366,288
Propiedades, planta y equipo neto.....	1,885,959	1,884,739	2,213,837
Otros activos no circulantes ⁽²⁾	53,788	47,424	163,655
Total de activos no circulantes	2,233,902	2,263,762	2,743,780
Total de activos	\$ 2,383,822	\$ 2,500,718	\$ 3,241,908
Capital y pasivos			
Pasivos a largo plazo			
Pasivos circulantes ⁽³⁾	\$ 88,009	\$ 160,207	\$ 193,089
Pasivos a largo plazo			
Deuda a largo plazo ⁽⁴⁾	-	-	394,656
Cuentas por pagar a partes relacionadas	334,660	331,803	38,893
Otros pasivos no circulantes ⁽⁵⁾	265,890	245,590	298,858
Total de pasivos no circulantes	600,550	577,393	732,407
Total de pasivos	688,559	737,600	925,496
Total de capital contable	1,695,263	1,763,118	2,316,412
Total de pasivo y capital contable	\$ 2,383,822	\$ 2,500,718	\$ 3,241,908

(1) Los otros activos circulantes incluyen las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, netas; las cantidades circulantes adeudadas por personas relacionadas; los inventarios de gas natural; los instrumentos financieros derivados; Impuesto al Valor Agregado por recuperar y otros activos circulantes de menor importancia.

(2) Los otros activos no circulantes incluyen cuentas por cobrar a partes relacionadas; los instrumentos financieros derivados; los arrendamientos financieros por cobrar; los activos por impuestos diferidos; el crédito mercantil; bonos de carbono y otros activos no circulantes de menor importancia.

(3) Los pasivos circulantes incluyen las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar; las cuentas por pagar a partes relacionadas; los pasivos circulantes por concepto de impuestos; los instrumentos financieros derivados; otros pasivos financieros; las provisiones; y otros pasivos circulantes de menor importancia.

(4) La deuda a largo plazo se refiere a los CEBURES.

(5) Los otros pasivos no circulantes incluyen los pasivos por impuestos a la utilidad diferidos; las provisiones no circulantes; los instrumentos financieros derivados; bonos de carbono y las prestaciones tras la terminación del empleo y otras prestaciones laborales a largo plazo.

Otra información financiera y operativa

UAIDA

Este reporte anual incluye la UAIDA y la UAIDA ajustada de la Compañía para fines de conveniencia de los inversionistas. Sin embargo, ni la UAIDA, ni la UAIDA ajustada están reconocidas por las IFRS como medidas del desempeño financiero y no deben considerarse como alternativas de la utilidad neta o la utilidad de operación para medir el desempeño operativo, o de los flujos de efectivo generados por las operaciones para medir la liquidez. La Compañía define la UAIDA como la utilidad consolidada y combinada después de sumar o restar (según el caso): (1) la depreciación y amortización; (2) los ingresos por interés y el costo financiero; (3) los impuestos a la utilidad; y (4) ciertas otras utilidades (pérdidas), incluyendo la utilidad (pérdida) neta en moneda extranjera, la (pérdida) ganancia neta en pasivos financieros clasificados como con fines de negociación en relación con los cambios en el valor razonable de los swaps de tasas de interés, y los efectos de la inflación sobre las devoluciones de impuesto al valor agregado acreditable. La Compañía define la UAIDA ajustada como la UAIDA después de sumar o restar (según el caso), el 50% de la depreciación y amortización, los ingresos por interés, el costo financiero y los impuestos a la utilidad del negocio conjunto con Pemex Gas, Gasoductos de Chihuahua, que es contabilizada bajo el método de participación.

La Compañía utiliza la UAIDA ajustada para evaluar su desempeño operativo, como parte del proceso de administración de sus operaciones. La Compañía considera que la UAIDA ajustada ayuda a entender mejor su desempeño financiero y su capacidad para cumplir con sus obligaciones de pago del principal y los intereses de su deuda y para financiar sus inversiones en activos y sus necesidades de capital de trabajo. La Compañía considera que la UAIDA ajustada también facilita la comparación de sus resultados con los de otras empresas al mostrar sus resultados de operación independientemente de su estructura de capital, vida y depreciación de sus activos fijos, y sus obligaciones por concepto de impuestos a la utilidad. El valor de la UAIDA ajustada como medida de la rentabilidad general de la Compañía es sustancialmente limitado dado que no toma en consideración ciertos costos constantes relacionados con sus operaciones que podrían afectar sustancialmente su rentabilidad, incluyendo la depreciación y amortización, los ingresos por interés, el costo financiero, los impuestos a la utilidad y algunos otros gastos de la Compañía, ni la depreciación y amortización, los ingresos por interés, el costo financiero y los impuestos a la utilidad de Gasoductos de Chihuahua. Es posible que la UAIDA ajustada de la Compañía no sea comparable con las medidas reportadas bajo títulos similares por otras empresas.

La siguiente tabla contiene una reconciliación entre la utilidad de la Compañía y su UAIDA y UAIDA ajustada.

<i>(miles de dólares)</i>	Años terminados el 31 de diciembre		
	2011	2012	2013
Utilidad del año	\$ 175,103	\$ 194,015	\$ 142,390
Depreciación y amortización	63,080	61,349	61,164
Ingreso por interés	(883)	(1,027)	(1,372)
Costo Financiero.....	18,182	11,346	5,035
Otras pérdidas y ganancias	16,092	8,845	(6,986)
Impuestos a la utilidad.....	76,006	40,801	83,792
Participación en las utilidades del negocio conjunto	(21,577)	(37,444)	(34,689)
UAIDA	326,003	277,885	249,334
Participación en las utilidades del negocio conjunto	21,577	37,444	34,689
Participación en la depreciación, amortización, ingreso por interés, costo financiero e impuestos a la utilidad del negocio conjunto	25,706	14,746	19,062
UAIDA ajustada	\$ 373,286	\$ 330,075	\$ 303,085

La siguiente tabla muestra las inversiones en propiedades, planta y equipo, así como el desglose por segmento de la UAIDA ajustada correspondiente a 2011, 2012 y 2013.

<i>(miles de dólares)</i>	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013
Pagos de Propiedades, planta y equipo.....	\$ 20,517	\$ 50,278	\$ 369,672
UAIDA	\$ 326,003	\$ 277,885	\$ 249,334
UAIDA ajustada.....	\$ 373,286	\$ 330,075	\$ 303,085
UAIDA ajustada por segmento:			
Segmento Gas	304,577	310,862	289,592
Segmento Electricidad.....	70,051	20,799	14,604
Corporativo	(1,342)	(1,586)	(1,111)

b) Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación

Información por segmentos

De acuerdo a los Estados Financieros Auditados, a continuación presentamos la información por segmentos y zona geográfica.

Productos y servicios de los cuales los segmentos obtienen sus ingresos

La información reportada a la máxima autoridad de la Compañía en la toma de decisiones de operación 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 reportables por la Compañía bajo IFRS 8, “Segmentos operativos” sobre los cuales informa son el segmento Gas y el segmento Electricidad. Los activos de la Compañía están distribuidos entre dos segmentos de negocios: (1) el segmento Gas, que incluye el transporte de gas natural y Gas LP a través de gasoductos, el negocio de GNL que incluye el almacenaje y regasificación de GNL, así como la compra y venta de gas natural a clientes de la Compañía, y el negocio de distribución de gas natural; y (2) el segmento Electricidad, que incluye la generación de electricidad en una planta de ciclo combinado alimentada con gas natural, la Termoeléctrica de Mexicali, y está construyendo un proyecto de energía eólica en Baja California, Energía Sierra Juárez, con el objeto de suministrar energía a clientes en los Estados Unidos. Además, la Compañía reporta ingresos y gastos corporativos que no son directamente imputables a un determinado segmento de negocios, los cuales se identifican en el rubro corporativo. Estos ingresos y gastos corporativos son principalmente de carácter administrativo y, por lo general, son imputables a funciones a nivel Compañía que no están relacionadas específicamente con un determinado segmento.

Resultados por segmento de los Estados Financieros Auditados

Ingresos por segmento

El siguiente es un análisis de los ingresos por operaciones continuas por segmento reportable de la Compañía:

<i>(en miles de dólares)</i>	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013
Gas			
Ventas a clientes	\$ 550,921	\$ 478,273	\$ 507,814
Ventas entre segmentos	144,664	169,595	252,117
Electricidad			
Ventas a clientes	269,714	127,656	168,340
Ventas entre segmentos	5,139	5,890	52,950
Corporativo			
Ventas a clientes	1,841	1,678	1,682
Ventas entre segmentos	<u>1,957</u>	<u>3,117</u>	<u>35,854</u>
Total ingresos antes de ajustes y eliminaciones	974,236	786,209	1,018,757
Ajustes y eliminaciones entre segmentos	<u>(151,760)</u>	<u>(178,602)</u>	<u>(340,921)</u>
Total ingresos por segmentos	<u>\$ 822,476</u>	<u>\$ 607,607</u>	<u>\$ 677,836</u>

Utilidad por segmentos

<i>(en miles de dólares)</i>	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013
Gas	\$ 141,075	\$ 222,568	\$ 180,296
Electricidad	37,767	6,868	8,567
Corporativo	<u>(3,739)</u>	<u>(35,421)</u>	<u>(46,473)</u>
Total utilidad por segmentos	<u>\$ 175,103</u>	<u>\$ 194,015</u>	<u>\$ 142,390</u>

Activos y pasivos por segmentos

<i>(en miles de dólares)</i>	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013
Activos por segmentos:			
Gas	\$ 1,981,205	\$ 2,101,378	\$ 2,413,965
Electricidad	372,714	360,494	433,894
Corporativo	<u>29,903</u>	<u>38,846</u>	<u>394,049</u>
Total activos consolidados	<u>\$ 2,383,822</u>	<u>\$ 2,500,718</u>	<u>\$ 3,241,908</u>
Pasivos por segmentos:			
Gas	\$297,469	\$243,904	\$272,298
Electricidad	64,972	59,084	64,794
Corporativo	<u>326,118</u>	<u>434,612</u>	<u>588,404</u>
Total pasivos consolidados	<u>\$ 688,559</u>	<u>\$ 737,600</u>	<u>\$ 925,496</u>

Otra información de segmentos

<i>(en miles de dólares)</i>	Propiedad, planta y equipo			Depreciación acumulada		
	Años terminados el 31 de diciembre de			Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Gas	\$ 1,757,312	\$ 1,813,044	\$ 2,138,129	\$ (197,932)	\$ (243,429)	\$ (287,407)
Electricidad	436,280	442,518	504,595	(117,538)	(135,421)	(150,791)
Corporativo	<u>10,155</u>	<u>11,066</u>	<u>13,156</u>	<u>(2,318)</u>	<u>(3,039)</u>	<u>(3,845)</u>
	<u>\$ 2,203,747</u>	<u>\$ 2,266,628</u>	<u>\$ 2,655,880</u>	<u>\$ (317,788)</u>	<u>\$ (381,889)</u>	<u>\$ (442,043)</u>

<i>(en miles de dólares)</i>	Depreciación y amortización por			Adquisiciones de propiedad planta y equipo por		
	Años terminados el 31 de diciembre de			Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013	2011	2010	2013
Gas	\$ 42,543	\$ 42,830	\$ 44,605	\$ 11,706	\$ 40,371	\$ 337,545
Electricidad	19,759	17,755	15,420	8,458	5,960	63,345
Corporativo	<u>778</u>	<u>764</u>	<u>1,139</u>	<u>353</u>	<u>966</u>	<u>5,246</u>
	<u>\$ 63,080</u>	<u>\$ 61,349</u>	<u>\$ 61,164</u>	<u>\$ 20,517</u>	<u>\$ 47,297</u>	<u>\$ 406,136</u>

<i>(en miles de dólares)</i>	Ingresos por interés			Costo financiero		
	Años terminados el 31 de diciembre de			Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Gas	\$ 699	\$ 999	\$ 1,140	\$ (639)	\$ (1,355)	\$ 12,046
Electricidad	2	3	5	645	364	683
Corporativo	<u>182</u>	<u>25</u>	<u>227</u>	<u>(18,188)</u>	<u>(10,355)</u>	<u>(17,764)</u>
	<u>\$ 883</u>	<u>\$ 1,027</u>	<u>\$ 1,372</u>	<u>\$ (18,182)</u>	<u>\$ (11,346)</u>	<u>\$ (5,035)</u>

<i>(en miles de dólares)</i>	Participación en utilidades de negocios conjuntos			Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad		
	Años terminados el 31 de diciembre de			Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Gas	\$ 21,577	\$ 37,444	\$ 34,689	\$ (84,118)	\$ (29,559)	\$ (57,165)
Electricidad	-	-	-	(11,829)	2,479	9,158
Corporativo	-	-	-	19,941	(13,721)	(35,785)
	<u>\$ 21,577</u>	<u>\$ 37,444</u>	<u>\$ 34,689</u>	<u>\$ (76,006)</u>	<u>\$ (40,801)</u>	<u>\$ (83,792)</u>

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:

<i>(en miles de dólares)</i>	Años terminados el 31 de diciembre de		
	2011	2012	2013
Generación de energía eléctrica	\$ 269,491	\$ 127,656	\$ 168,340
Venta de gas natural	205,112	144,483	169,832
Almacenamiento y regasificación	93,560	94,174	93,785
Distribución de gas natural	91,300	78,128	99,235
Transporte de gas natural	49,220	52,298	44,335
Otros ingresos operativos	<u>113,793</u>	<u>110,868</u>	<u>102,309</u>
	<u>\$ 822,476</u>	<u>\$ 607,607</u>	<u>\$ 677,836</u>

Otros ingresos de operación

LNG Marketing firmó un acuerdo en noviembre de 2009 con LNG International LLC (“LNG International”), parte relacionada, en donde LNG International acordó entregar y vender GNL a LNG Marketing a partir del momento en que inicie operaciones la Terminal de GNL. En consecuencia, LNG Marketing realizó un acuerdo de servicios de transportación y almacenamiento para comercializar el GNL.

Debido a la falta de cargamentos de GNL, LNG Marketing México recibió pagos de LNG International relacionados a las pérdidas y obligaciones incurridas en 2013, 2012 y 2011, por USD\$90,762; USD\$107,754 y USD\$109,938 respectivamente, los cuales se presentan dentro de la línea de ingresos en los estados consolidados de pérdidas y ganancias intermedios condensados.

c) Informe de créditos relevantes

Oferta pública de CEBURES

El 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó dos emisiones de certificados bursátiles por un monto total de principal de MXN\$5,200 millones (equivalentes a USD\$408 millones, al tipo de cambio de MXN\$12.7364 por USD\$1.00 publicado por el Banco de México el 12 de febrero de 2013, la fecha en que se celebraron los contratos de swap de tipo de cambio discutidos abajo).

El monto total de la primera emisión fue de MXN\$3,900 millones (equivalentes a USD\$306 millones) con un plazo de 10 años a una tasa de interés fija de 6.30%, y el monto total de la segunda emisión fue de MXN\$1,300 millones (equivalentes a USD\$102 millones) con un plazo de 5 años a una tasa de interés equivalente a la THIE, más 0.30%.

La Compañía aplicó parte los recursos netos de ambas emisiones de deuda, equivalentes a aproximadamente USD\$405 millones, a repagar aproximadamente USD\$356 millones de deuda con filiales, y para usos corporativos generales, incluyendo gastos de inversión (desarrollo de los proyectos de nuevos gasoductos) y capital de trabajo.

El 15 de febrero de 2013, la Compañía celebró contratos de swaps con ciertas instituciones financieras, para mitigar el riesgo relacionado con el aumento de las tasas de interés y su exposición a las fluctuaciones en el tipo del cambio del Peso con motivo de la emisión de certificados bursátiles. En virtud de estos contratos, la Compañía obtuvo una tasa de interés fija para la emisión de certificados bursátiles a plazo de cinco años, y para ambas emisiones, convirtió a Dólares el monto principal y las tasas de intereses de las emisiones pagaderas en Pesos. Véase la sección “Liquidez y fuentes de financiamiento—Deuda insoluble”.

d) Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la emisora

Los inversionistas deben leer la siguiente información en conjunto con los Estados Financieros Auditados de la Compañía; y con el resto de la información financiera incluida en este reporte anual. Los estados financieros auditados de la Compañía están preparados de conformidad con las IFRS emitidas por el IASB.

i) Resultados de la operación

Años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013

La siguiente tabla contiene un resumen de los resultados de operación de la Compañía durante los años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, incluyendo las variaciones experimentadas por dichos resultados de un año a otro.

(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)	Años terminados el 31 de diciembre de			Variación			
	2011	2012	2013	2011-2012		2012-2013	
Ingresos	\$ 822,476	\$ 607,607	\$ 677,836	\$(214,869)	(26.1)%	\$ 70,229	11.6 %
Costo de ingresos.....	(422,680)	(253,299)	(328,817)	169,381	40.1 %	(75,518)	(29.8)%
Gastos de administración y otros	(73,793)	(76,423)	(99,685)	(2,630)	(3.6)%	(23,262)	(30.4)%
Depreciación y amortización	(63,080)	(61,349)	(61,164)	1,731	2.7 %	(185)	0.3 %
Ingreso por interés	883	1,027	1,372	144	16.3 %	345	33.6 %
Costos financieros.....	(18,182)	(11,346)	(5,035)	6,836	37.6 %	6,311	55.6 %
Otras (pérdidas) y ganancias	(16,092)	(8,845)	6,986	7,247	45.0 %	15,831	n.s.
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades del negocio conjunto	229,532	197,372	191,493	(32,160)	(14.0)%	(5,879)	(3.0)%
Gasto por impuestos a la utilidad ...	(76,006)	(40,801)	(83,792)	35,205	46.3 %	(42,991)	n.s.
Participación en las utilidades del negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad	21,577	37,444	34,689	15,867	73.5 %	(2,755)	(7.4)%
Utilidad del año.....	\$ 175,103	\$ 194,015	\$ 142,390	\$ 18,912	10.8 %	\$ (51,625)	(26.6)%

Utilidad del año

La siguiente tabla muestra la utilidad de la Compañía durante los años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, incluyendo las variaciones experimentadas de un año y de un período a otro. La utilidad por segmento se presenta después de eliminar los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>	Años terminados el 31 de diciembre de			Variación		
	2011	2012	2013	2011-2012		2012-2013
Utilidad del año:						
Segmento Gas.	\$141,075	\$222,568	\$180,296	\$81,493	57.8%	\$(42,272) (19.0)%
Segmento Electricidad.	37,767	6,868	8,567	(30,899)	n.s.	1,699 24.7%
Corporativo	(3,739)	(35,421)	(46,473)	(31,682)	n.s.	(11,052) 31.2%
Utilidad del año	\$175,103	\$194,015	\$142,390	\$18,912	10.8%	(51,625) (26.6)%

A menos que se indique lo contrario, todas las variaciones en la utilidad de un año a otro se presentan en términos netos de los impuestos a la utilidad.

Segmento Gas

En 2013, la utilidad del segmento gas se redujo en USD\$42.3 millones —equivalentes a un 19.0%— en comparación a la utilidad reportada en 2012. Esta disminución se debió principalmente a un aumento de USD\$27.6 millones en el gasto por impuestos a la utilidad como resultado del efecto del cambio del 28% al 30% en la tasa de impuestos a la utilidad de los activos fiscales a largo plazo según lo contemplado en la reforma fiscal 2014 y al aumento en los gastos de administración en USD\$16.7 millones por la distribución de gastos relacionados con la nueva estructura corporativa de la Compañía. Véase la sección “—Factores de riesgo— Los cambios en el valor relativo del Peso frente al Dólar podrían afectar en forma adversa y significativa a la Compañía.”

En 2012, la utilidad del segmento gas se incrementó en USD\$81.5 millones —equivalentes a un 57.8%— con respecto a la reportada en 2011. Este aumento se debió principalmente a una disminución de USD\$54.6 millones en el gasto por impuestos a la utilidad, que a su vez se debió principalmente al efecto de las fluctuaciones en el tipo de cambio sobre los saldos por concepto de impuestos a la utilidad diferidos relacionados con la propiedad, planta y equipo al final del año, así como a un aumento de USD\$15.9 millones en la utilidad del negocio conjunto con Pemex Gas, debido principalmente a la disminución del gasto por impuestos a la utilidad como resultado de la apreciación del Peso frente al dólar, así como a la aprobación definitiva por parte de la CRE de un aumento en las tarifas del Ducto de Gas LP TDF y los servicios de transporte en base interrumpible. Asimismo, este incremento refleja una disminución de USD\$8.9 millones en otras pérdidas derivadas de la conversión de la moneda funcional a causa de los efectos de la fluctuación en los tipos de cambio sobre las partidas denominadas en Pesos del negocio de gasoductos. Véase la sección “—Factores de riesgo— Los cambios en el valor relativo del Peso frente al Dólar podrían afectar en forma adversa y significativa a la Compañía.”

Segmento Electricidad

En 2013, la utilidad del segmento electricidad se incrementó en USD\$1.7 millones en comparación a la reportada en 2012, debido principalmente a un incremento de USD\$6.7 millones en el beneficio por impuestos a la utilidad, que a su vez se debió a la cancelación del IETU diferido, cuyo impuesto fue abrogado en la reforma fiscal 2014, el efecto de reconocimiento de las pérdidas fiscales no reconocidas como activo en el ejercicio 2012 y el efecto fiscal de la inflación sobre ciertos activos y pasivos monetarios. Véase la sección “—Factores de riesgo— Los cambios en el valor relativo del Peso frente al Dólar podrían afectar en forma adversa y significativa a la Compañía.”

En 2012, la utilidad del segmento electricidad disminuyó en USD\$30.9 millones con respecto a la reportada en 2011, principalmente debido al vencimiento de un contrato de compraventa de electricidad con el DWR en vigor desde septiembre de 2011, que dio lugar a un cambio en el contrato celebrado con Sempra Natural Gas con efectos a partir del 1 de enero de 2012. Esta disminución quedó contrarrestada parcialmente por un incremento en los ingresos con respecto al año anterior —durante el cual la Termoeléctrica de Mexicali experimentó un paro de aproximadamente un mes y medio a causa de un incendio—, así como por una disminución de USD\$14.3 millones en el gasto por impuestos a la utilidad debido principalmente al efecto de las fluctuaciones en el tipo de cambio sobre los saldos por concepto de impuestos diferidos relacionados con la propiedad, planta y equipo al final del año.

Corporativo

En 2013, la pérdida del corporativo se redujo USD\$11.1 millones con respecto a 2012, debido principalmente al incremento de USD\$17.0 millones en la valuación de una operación de swap de tasas de interés a su valor razonable en el segmento corporativo, respecto de 2012, parcialmente contrarrestada por la pérdida cambiaria reportada durante el año.

En 2012, la pérdida del corporativo se incrementó en USD\$31.7 millones con respecto a 2011, principalmente debido a un aumento en el impuesto a la utilidad de USD\$33.6 millones como resultado del efecto de las fluctuaciones en el tipo de cambio y a una pérdida de USD\$3.8 millones derivada del ajuste del valor del contrato de swap de tasas de interés para reflejar su valor de mercado, la cual quedó contrarrestada por una disminución de USD\$5.5 millones en los costos financieros debido al pago anticipado de un crédito otorgado por una filial.

Ingresos

La siguiente tabla muestra los ingresos de la Compañía durante los años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, incluyendo las variaciones de un año a otro. Los ingresos por segmento se presentan después de eliminar los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)	Años terminados el 31 de diciembre de			Variación	
	2011	2012	2013	2011-2012	2012-2013
Ingresos:					
Segmento Gas	\$550,921	\$478,273	\$507,814	(72,648) (13.2)%	\$29,541 6.2%
Segmento Electricidad	269,714	127,656	168,340	(142,058) (52.7)%	40,684 31.9%
Corporativo	1,841	1,678	1,682	(163) (8.9)%	4 0.2%
Total de Ingresos	\$822,476	\$607,607	\$677,836	(214,869) (26.1)%	\$70,229 11.6%

Segmento Gas

En 2013, los ingresos del segmento gas aumentaron USD\$29.5 millones —equivalentes a un 6.2%— con respecto a los reportados en 2012, debido al aumento de USD\$45.8 millones en las ventas de gas natural como resultado del incremento de los precios del insumo. Esta variación fue contrarrestada parcialmente por la disminución de USD\$17.0 millones en los ingresos de GNL debido a cambios en un acuerdo comercial.

En 2012, los ingresos del segmento gas disminuyeron en USD\$72.6 millones —equivalentes a un 13.2%— con respecto a los reportados en 2011, principalmente como resultado de una disminución de USD\$40.8 millones en las ventas de gas natural como resultado de la disminución de los precios del insumo, así como a una disminución de USD\$24.4 millones en los ingresos de GNL debido a una disminución en los volúmenes de ventas de GNL.

Segmento Electricidad

En 2013, los ingresos del segmento electricidad aumentaron en USD\$40.7 millones —equivalentes a un 31.9%— con respecto a los reportados en 2012, debido a precios de la electricidad más altos.

En 2012, los ingresos del segmento electricidad disminuyeron en USD\$142.1 millones —equivalentes a un 52.7%— con respecto a los reportados en 2011, debido al vencimiento de un contrato de compraventa de electricidad con el DWR en septiembre de 2011, que dio lugar a un cambio en el contrato celebrado con Sempra Generation con efectos a partir del 1 de enero de 2012. Esta disminución quedó contrarrestada parcialmente por incremento en los ingresos con respecto al año anterior, durante el cual la Termoeléctrica de Mexicali experimentó un paro debido a un incendio.

Corporativo

Los ingresos generados por el corporativo representan los honorarios cobrados a las empresas afiliadas no subsidiarias por concepto de la prestación de servicios de contabilidad, preparación de información financiera y otros servicios administrativos, así como por el uso de ciertas instalaciones.

Costo de ingresos

La siguiente tabla muestra el costo de gas natural durante los años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, incluyendo las variaciones de un año a otro. El costo de gas natural por segmento se presenta después de eliminar los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)	Años terminados el 31 de diciembre de			Variación		
	2011	2012	2013	2011-2012	2012-2013	
Costo de ingresos:						
Segmento Gas	\$240,826	\$163,396	\$199,053	\$77,430	32.2%	\$(35,657) (21.8)%
Segmento Electricidad	181,854	89,903	129,764	91,951	50.6%	(39,861) (44.3)%
Costo total de ingresos	\$422,680	\$253,299	\$328,817	\$169,382	40.1%	(75,518) (29.8)%

Segmento gas

En 2013, el costo del gas natural aumento en USD\$35.7 millones —equivalentes a un 21.8%— con respecto al reportado en 2012, debido principalmente a un incremento de USD\$36.4 millones por el mayor costo del gas natural.

En 2012, el costo del gas natural disminuyó en USD\$77.4 millones —equivalentes a un 32.2%— con respecto al reportado en 2011, debido principalmente a una disminución de USD\$66.5 millones relacionada con una baja en los precios de gas natural. El costo del gas natural también disminuyó en USD\$11.9 millones debido principalmente a que durante el año anterior los precios del gas natural fueron más altos y las fluctuaciones cambiarias tuvieron un mayor efecto en el negocio de distribución de Ecogas.

Segmento electricidad

En 2013, el costo del gas natural aumento USD\$39.9 millones —equivalentes a un 44.3%— con respecto al reportado en 2012, debido a USD\$17.2 millones referentes al programa “Cap-and-Trade” establecido en 2013 por la Comisión de Recursos del Aire de California (CARB por sus siglas en inglés) y el aumento de USD\$19.5 millones en el costo del gas natural.

En 2012, el costo del gas natural disminuyó en USD\$92.0 millones —equivalentes a un 50.6%— con respecto a 2011, debido principalmente al vencimiento de un contrato de compraventa de electricidad con el Departamento de Recursos Acuíferos de California DWR en septiembre de 2011, que dio lugar a un cambio en el contrato celebrado con Sempra Generation con efectos a partir del 1 de enero de 2012.

Gastos de administración y otros

En 2013, el total de gastos de administración y otros se incrementó USD\$23.3 millones —equivalentes a un 30.4%— con respecto a 2012. Este incremento es atribuible principalmente al segmento de gas, que presentó mayores gastos por servicios, salarios y prestaciones laborales debido a la expansión de la estructura corporativa.

En 2012, el total de gastos de administración y otros se incrementó en USD\$2.6 millones —equivalentes a un 3.6%— con respecto a 2011. Este incremento fue imputable principalmente al segmento de gas, que experimentó un aumento en los costos de mantenimiento, los salarios y prestaciones laborales, los pagos por concepto de derechos de vía, servicios prestados por filiales estadounidenses y los costos de desarrollos relacionados con las licitaciones del Gasoducto Sonora.

Depreciación y amortización

El gasto por depreciación y amortización se mantuvo relativamente estable en 2013 en comparación con 2012, y en 2012 comparado con 2011.

Costo financiero

En 2013, el costo financiero disminuyó en USD\$6.3 millones —equivalentes a un 55.6%— con respecto a 2012. Esta disminución es resultado de la capitalización de intereses por USD\$11.8 millones referentes a la construcción del Gasoducto Sonora y la reducción de USD\$7.6 millones de intereses pagados a partes relacionadas debido a que en 2013 se pagaron USD\$356 millones de créditos otorgados por filiales. Estos efectos fueron parcialmente contrarrestados por el pago de intereses de la deuda a largo plazo CEBURES por USD\$13.6 millones.

En 2012, el costo financiero disminuyó en USD\$6.8 millones —equivalentes a un 37.6%— con respecto a 2011. Esta disminución fue imputable principalmente al segmento corporativo de la Compañía, ya que en 2011 se pagaron USD\$138.5 millones de créditos otorgados por filiales, lo cual resultó en una disminución de USD\$5.6 millones en intereses devengados sobre la deuda para con filiales.

Otras ganancias y pérdidas

En 2013, otras ganancias aumentaron USD\$15.8 millones, en comparación con otras pérdidas de USD\$8.8 millones en 2012, debido principalmente al incremento de USD\$17.0 millones en la valuación de una operación de swap de tasas de interés a su valor razonable en el segmento corporativo, respecto de 2012, parcialmente contrarrestada por la pérdida cambiaria reportada durante el año.

En 2012, las otras pérdidas disminuyeron en USD\$7.3 millones —equivalentes a un 45.0%— con respecto a 2011, principalmente debido a una disminución de USD\$12.8 millones en los efectos de conversión en el negocio de transporte de gas natural, la cual se vio contrarrestada por un aumento de USD\$5.5 millones de la pérdida derivada de la valuación de una operación de swap de tasas de interés a su valor razonable en el segmento corporativo, que a su vez se vio contrarrestada parcialmente por la pérdida cambiaria reportada durante el año.

Impuestos a la utilidad

El gasto por impuestos a la utilidad en el año 2013 fue de \$83.8 millones comparado con \$40.8 millones de 2012 debido principalmente a la reforma fiscal que incluye la eliminación del régimen de consolidación fiscal y el impacto sobre el pasivo diferido por cambio de tasa del impuesto sobre la renta del 28% al 30%, así como el efecto de un cambio en la tasa de inflación y los efectos de tipo de cambio, parcialmente compensado por el reconocimiento de un activo diferido relacionado con las pérdidas fiscales.

En 2012, el gasto por impuestos a la utilidad ascendió a USD\$40.8 millones. Esta cifra representó una disminución con respecto al gasto reportado en 2011, debido al efecto de un cambio en el índice de inflación, a la conversión de los saldos por concepto de impuestos a la moneda funcional de la Compañía, a los ajustes en razón de la inflación, a los efectos cambiarios y al efecto de las pérdidas fiscales no utilizadas que no se reconocieron como activos diferidos.

Participación en las utilidades del negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad

La participación en las utilidades del negocio conjunto con PEMEX, neto de impuestos a la utilidad, fue de \$34.7 millones en el año 2013, es consistente con \$37.4 millones durante 2012.

En 2012 se incrementó en USD\$15.9 millones con respecto a 2011, principalmente como reflejo de una disminución de USD\$9.0 millones en el gasto por impuestos a la utilidad del negocio conjunto debido a la apreciación del Peso en términos reales, a un incremento de USD\$6.7 millones en las utilidades del negocio conjunto como resultado de la aprobación de las tarifas definitivas del Ducto de Gas LP TDF por parte de la CRE, al incremento de los servicios de transporte en base interrumpible y al ajuste de las tarifas del Gasoducto San Fernando con base en la inflación.

UAIDA ajustada

La siguiente tabla muestra la UAIDA ajustada de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, incluyendo las variaciones experimentadas de un año a otro. La UAIDA ajustada por segmento se presenta después de eliminar los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>	Años terminados el 31 de diciembre de			Variación			
	2011	2012	2013	2011-2012		2012-2013	
UAIDA ajustada:							
Segmento gas.....	\$304,577	\$310,862	\$289,592	\$6,285	2.1%	\$(21,270)	(6.8)%
Segmento electricidad.....	70,051	20,799	14,604	(49,252)	(70.3)%	(6,195)	(29.8)%
Corporativo.....	(1,342)	(1,586)	(1,111)	(244)	(18.2)%	475	(29.9)%
Total UAIDA Ajustada.....	\$373,286	\$330,075	\$303,085	\$(43,210)	(11.6)%	(26,990)	(8.2)%

ii) Situación financiera, liquidez y recursos de capital

Liquidez y fuentes de financiamiento

Panorama general

Históricamente las operaciones de la Compañía han generado y se prevé que continuarán generando flujos de efectivo positivos. La Compañía requiere capital principalmente para satisfacer sus necesidades de capital de trabajo; para efectuar inversiones en mantenimiento, ampliaciones y adquisiciones; y para cubrir el servicio de su deuda. La capacidad de la Compañía para satisfacer sus necesidades de capital de trabajo depende de que sus operaciones generen efectivo constantemente, de los términos de sus obligaciones financieras y de su nivel de acceso a los mercados de valores. La Compañía considera que en el futuro el efectivo generado por sus operaciones, en conjunto con su nivel de acceso a financiamiento a través de deuda y a los mercados de valores, le proporcionarán recursos adecuados para financiar sus actividades de operación, sus inversiones en activos, sus adquisiciones y el desarrollo de nuevos negocios.

La Compañía tiene comprometida una porción sustancial de la capacidad de producción de los activos pertenecientes a sus distintos segmentos, a través de contratos a largo plazo con sus clientes, lo cual le proporciona un flujo de efectivo constante y predecible. Las contrapartes de la Compañía en la gran mayoría de estos contratos son entidades públicas o privadas estables y solventes.

Los flujos de efectivo generados por las operaciones de la Compañía se dividen en flujos entrantes que están representados por sus ingresos; y en flujos salientes, que están representados por el costo de sus ingresos y por los incrementos del capital de trabajo necesarios para el crecimiento de sus negocios. Los flujos de efectivo utilizados en las actividades de inversión de la Compañía corresponden a las inversiones en propiedades, planta y equipo necesarias para su crecimiento, para realizar obras de ampliación y mantenimiento y para efectuar adquisiciones. Los flujos de efectivo generados por las actividades de financiamiento de la Compañía están relacionados principalmente con los cambios en los niveles de los créditos otorgados por sus filiales para financiar el crecimiento de sus negocios, el pago de su deuda con el efectivo generado por sus operaciones, la celebración de operaciones de refinanciamiento y el pago de dividendos.

La Compañía prevé que los flujos de efectivo generados por sus operaciones, aunados a su capacidad de endeudamiento, serán suficientes para cubrir sus necesidades de liquidez en el futuro cercano. La Compañía está sujeta a ciertos requisitos en materia de capitalización establecidos por las entidades gubernamentales que regulan las operaciones de sus gasoductos y su negocio de distribución de gas natural.

Liquidez

La Compañía es una sociedad controladora. Por tanto, su capacidad para cumplir con sus obligaciones depende principalmente de las utilidades y flujos de efectivo generados por sus subsidiarias y sus coinversiones o negocios conjuntos, así como de la capacidad de estas últimas para pagar dividendos o efectuar otras distribuciones a la propia Compañía.

Fuentes de efectivo y destino de los recursos

<i>(en miles de Dólares)</i>	Años terminados el 31 de diciembre		
	2011	2012	2013
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	\$ 54,379	\$ 27,364	\$ 85,073
Efectivo neto generado por las actividades de operación	297,909	173,432	162,760
Efectivo neto usado por las actividades de inversión	(25,751)	(49,275)	(576,699)
Efectivo neto (utilizado) generado en actividades de financiamiento	(298,067)	(69,207)	436,144
Efectos por cambios en el valor del efectivo mantenido en moneda extranjera	(1,106)	2,759	(3,398)
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	\$ 27,364	\$ 85,073	\$ 103,880

Efectivo neto generado por las actividades de operación

El efectivo neto generado por las actividades de operación disminuyó de USD\$173.4 millones en 2012 a USD\$162.8 millones en 2013, debido principalmente al aumento en el pago de impuestos por USD\$39.2 millones y USD\$25.3 millones de menor nivel de efectivo generado por la operación, parcialmente compensado por aumento de pasivos en el capital de trabajo por USD\$53.7 millones.

El efectivo neto generado por las actividades de operación disminuyó de USD\$297.9 millones en 2011 a USD\$173.4 millones en 2012, debido principalmente a una disminución de USD\$42.1 millones en las cuentas por pagar y un aumento de USD\$53.1 millones en las cuentas por cobrar, así como un menor nivel de efectivo generado por la operación.

Efectivo neto (usado) generado por las actividades de inversión

La Compañía mantiene recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones financieras por lo que respecta a sus inversiones en activos y a otras actividades de inversión tanto propias como de sus subsidiarias.

En 2013, el efectivo neto utilizado en actividades de inversión ascendió a USD\$576.7 millones, debido a la adquisición de propiedades, planta y equipo por un monto de USD\$369.7 millones y USD\$207.0 de inversiones de corto plazo.

En 2012, el efectivo neto utilizado en actividades de inversión ascendió a USD\$49.3 millones, principalmente debido a la adquisición de propiedades, planta y equipo por un monto de USD\$50.3 millones, menos USD\$1.0 millón de intereses recibidos.

En 2011, el efectivo neto utilizado en actividades de inversión ascendió a USD\$25.8 millones, debido principalmente a la inversión de USD\$20.5 millones en la adquisición de propiedades, planta y equipo, así como a la aplicación de USD\$6.1 millones al pago de contratos de servicios a largo plazo.

Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento

En 2013, el efectivo neto obtenido de actividades de financiamiento ascendió a USD\$436.1 millones. Las principales fuentes de efectivo fueron USD\$598.8 millones por la emisión de acciones ordinarias a través de oferta pública inicial, USD\$408.3 millones de emisión de deuda de largo plazo CEBURES. Los principales usos de efectivo en actividades de financiamiento fueron USD\$388 millones de pago de préstamos a partes relacionadas y el pago de dividendos por USD\$156 millones.

En 2012, el efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento ascendió a USD\$69.2 millones. Los principales recursos y usos de los mismos incluyeron el pago de USD\$128.7 millones de deuda a filiales de la Compañía, la recepción de nuevos créditos por USD\$209.0 millones de parte de filiales, y el pago de dividendos por USD\$140.1 millones al accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía.

En 2011, el efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento ascendió a USD\$298.1 millones. Los principales recursos y usos de los mismos incluyeron el pago de USD\$688.1 millones de deuda a filiales de la Compañía, la recepción de nuevos créditos por USD\$488.1 millones de parte de filiales, y el pago de dividendos por USD\$80.0 millones al accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía.

Deuda insoluta

En términos históricos

<i>(en miles de Dólares)</i>	Al 31 de diciembre		
	2011	2012	2013
Deuda corto plazo a partes relacionadas.....		\$ 93,455	\$ 3,655
Deuda a largo plazo a partes relacionadas.....	\$334,660	\$331,803	\$ 38,893
Deuda a largo plazo CEBURES	-	-	\$394,656

Emisión de Certificados Bursátiles CEBURES. El 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó dos emisiones de certificados bursátiles por un monto total de principal de MXN\$5,200 millones (equivalentes a USD\$408 millones, al tipo de cambio de MXN\$12.7364 por USD\$1.00 publicado por el Banco de México el 12 de febrero de 2013, la fecha en que se celebraron los contratos de swap de tipo de cambio discutidos abajo). El monto total de primera emisión fue de MXN\$3,900 millones (equivalentes a USD\$306 millones) con un plazo de 10 años a una tasa de interés fija de 6.30%, y el monto total de la segunda emisión fue de MXN\$1,300 millones (equivalentes a USD\$102 millones) a una tasa de interés equivalente a la TIIE, más 0.30%. La Compañía aplicó una parte de los recursos netos de ambas emisiones de deuda, equivalentes a aproximadamente USD\$405 millones, a repagar aproximadamente USD\$356 millones de deuda con filiales, y los recursos restantes se aplicaron al financiamiento parcial de la adquisición de propiedades, planta y equipo.

Los Certificados Bursátiles contienen obligaciones de hacer y no hacer estándar para este tipo de financiamientos, incluyendo la obligación de (i) cumplir en todos los aspectos materiales con todos los requerimientos de dar y de presentación y/o divulgación de información, ya sea, trimestral, anual o de cualquier otra naturaleza a que esté obligada la Compañía en términos de la LMV y las Disposiciones, y (ii) no fusionarse (o consolidarse de cualquier otra forma), salvo que (i) la sociedad o entidad que resulte de la fusión (o consolidación) asuma expresamente las obligaciones de la Compañía, y (ii) no tuviere lugar un caso de vencimiento anticipado bajo los Certificados Bursátiles como resultado de dicha fusión o consolidación.

Swaps de tipo de cambio y tasa de interés. Con fecha 15 de febrero de 2013, en relación a las ofertas públicas de CEBURES, la Compañía celebró contratos de swap de tipo de cambio y tasa de interés para cubrir su exposición al pago de sus obligaciones denominadas en Pesos:

(a) Para la deuda con vencimiento en 2018, se intercambiò 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 para estos CEBURES fue de 2.6575%.

(b) Para la deuda con vencimiento en 2023, se intercambiò la tasa fija del Peso a una tasa fija del Dólar, intercambiando los pagos de capital e intereses. La tasa de interés promedio ponderada, en Dólares para estos CEBURES fue de 4.1240%.

La suma del valor del notional de los swaps es de USD\$408,279 (MXN\$5,200 millones). Estos contratos han sido designados como de cobertura de flujo de efectivo.

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía realizó pagos de intereses relacionados con los certificados bursátiles de largo plazo por USD\$13.6 millones.

Los créditos con filiales al 31 de diciembre de 2013 tienen vencimientos entre marzo de 2017 y diciembre de 2027 y devengan intereses a una tasa de interés promedio anual entre 3.27% y 3.04% en 2013 y 2012. Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía realizó pago de intereses por la deuda otorgada por filiales no consolidadas de USD\$2.8 millones.

Al 31 de diciembre de 2012, todas las obligaciones significativas por concepto de deuda de la Compañía estaban relacionadas con créditos otorgados a la misma por filiales no consolidadas. En 2012 y 2011, la Compañía realizó sobre dichos créditos pagos de intereses por USD\$9.4 millones y USD\$18.0 millones, respectivamente, y pagos de principal por USD\$128.7 millones y USD\$688.1 millones, respectivamente.

Inversiones en activos

La Compañía tiene planeado seguir implementando diversas estrategias de diversificación en inversiones en el sector de infraestructura de energía que sean capaces de generar flujos de efectivo estables, así como incursionar en otros negocios relacionados para incrementar sus ingresos y su rentabilidad. La Compañía se propone lograr este objetivo siguiendo una estrategia de crecimiento disciplinada y enfocada que incluya:

- Inversiones en activos de infraestructura de energía a largo plazo en México;
- La ampliación continua de su red de activos de energía en el país;
- Un enfoque constante en los activos que generen flujos de efectivo estables;
- El crecimiento constante de su negocio conjunto con Pemex Gas; y
- La maximización de la eficiencia y rentabilidad de sus activos de energía actuales.

En 2011, 2012 y 2013 la Compañía efectuó inversiones en activos por USD\$26.6 millones, USD\$50.3 millones y USD\$369.7 millones, respectivamente. Estas inversiones en activos consistieron principalmente en la adquisición de propiedades, planta y equipo, así como pagos de honorarios de conformidad con un contrato de prestación de servicios a largo plazo para la Termoeléctrica de Mexicali; y en 2012 y 2013, el desarrollo del Gasoducto de Sonora.

La Compañía estima que en 2014 sus inversiones en activos, excluyendo las relacionadas con cualesquiera adquisiciones, ascenderán a aproximadamente USD\$560 millones y se destinarán principalmente a los rubros de propiedades, planta y equipo, inversiones e intereses capitalizados, como se muestra en la siguiente tabla.

La siguiente tabla muestra las inversiones en activos presupuestadas para 2014, 2015 y 2016 (excluyendo inversiones en activos del negocio conjunto con Pemex Gas).

<i>(en millones de Dólares)</i>	Gas	Electricidad
2014	350	210
2015	180	24
2016	115	5

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla contiene un resumen de las obligaciones contractuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2013, tomando en consideración los flujos de efectivo no descontados relacionados con los pasivos financieros con base en la primera fecha en que la Compañía estará obligada a efectuar pagos, incluyendo los flujos de efectivo relacionados con los pagos tanto de principal como de intereses.

<i>(en miles de Dólares)</i>	Menos de 1 año	1 a 2 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
	<i>(auditado)</i>				
Obligaciones de deuda a largo plazo con personas relacionadas.....	\$ 67,258	\$ 2,582	\$ 38,754	\$ 540	\$ 109,134
CEBURES	23,432	46,864	46,864	396,282	513,442
Obligaciones financieras.....	10,705	(5,330)	5,760	52,778	63,913
Total	\$ 101,395	\$ 44,116	\$ 91,378	\$ 449,600	\$ 686,489

Dentro del curso ordinario de sus operaciones, la Compañía también celebra contratos de suministro a largo plazo con empresas filiales, que no están reflejados en la tabla que antecede.

Acuerdos no reflejados en el balance general

Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía no tenía celebrado ningún acuerdo adicional a los reflejados en su balance general.

iii) Control interno

La administración de la Compañía debe mantener un sistema de control interno para efectos de la preparación de la información financiera. Este sistema proporciona a los accionistas de la Compañía una garantía razonable de que la Compañía celebra y registra sus operaciones de conformidad con los lineamientos establecidos por la administración; y de que sus registros contables constituyen una base confiable para la preparación de sus estados financieros.

El sistema de control interno sobre la preparación de la información financiera está respaldado por auditorías continuas cuyos resultados se reportan a la administración a lo largo del año. Además, la Compañía mantiene bases de datos confiables y cuenta con modernos y eficientes sistemas que están diseñados para generar información financiera clave en tiempo real. Estos sistemas también facilitan la preparación de reportes financieros en forma eficiente.

A fin de cumplir con sus obligaciones por lo que respecta a la integridad de la información financiera, la administración de la Compañía se apoya en el sistema de control interno mantenido por la misma para dicho efecto. Este sistema parte de un organigrama de delegación de funciones que garantiza la selección de personal competente e incluye políticas que se hacen del conocimiento de los empleados aplicables.

Los principales objetivos del sistema de control interno sobre el proceso de preparación de la información financiera de la Compañía consisten en:

- Emitir información financiera confiable y valiosa, en forma oportuna;
- Delegar facultades y asignar responsabilidades para lograr los fines y objetivos del sistema;
- Establecer prácticas de negocios adecuadas dentro de la organización; y
- Establecer métodos de control administrativo que ayuden a vigilar y monitorear el cumplimiento de las políticas y los procedimientos de la Compañía.

La Compañía cuenta con manuales que establecen sus políticas y procedimientos por lo que respecta a la implementación y promoción de sus actividades; al control y monitoreo de las operaciones que involucran la adquisición, promoción, distribución o venta de sus subsidiarias; y el control de sus departamentos de recursos humanos, finanzas, contabilidad, jurídico, fiscal y de procesamiento de datos, entre otros.

e) Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas

Políticas contables críticas

La Compañía ha identificado varias estimaciones y presunciones contables críticas por lo que respecta a su situación financiera y sus resultados de operación, que con frecuencia involucran complejos factores y se basan en opiniones o decisiones subjetivas. Por tanto, la administración de la Compañía debe hacer estimaciones y formular supuestos que afectan las cifras reportadas en sus estados financieros. Estas estimaciones y opiniones se basan en la experiencia pasada de la Compañía cuando ello procede, en tanto que algunos supuestos reflejan su opinión razonable considerando las circunstancias.

A continuación se incluye una descripción de los principales supuestos considerados por la administración durante el proceso de aplicación de las políticas contables que tienen un mayor efecto en las cifras reportadas en sus estados financieros.

Arrendamiento financiero de la estación de compresión de gas natural

La Compañía tiene celebrado un contrato de compresión de gas natural a largo plazo con Pemex Gas. Este contrato otorga a Pemex Gas el derecho a utilizar el 100% de la capacidad de la estación de compresión durante un plazo de 20 años, con opción de prórroga por cinco años adicionales, a cambio de pagos por capacidad fija. Véase la sección “Descripción del Negocio—Segmento Gas—Gasoductos—Activos—Estación Naco.” La administración ha determinado que este contrato debe contabilizarse como arrendamiento financiero debido a que el valor actual de la renta mínima pagadera a la fecha de celebración del contrato era prácticamente equivalente al valor razonable total de la estación de compresión a dicha fecha.

Regulación aplicable a la contabilidad

Muchos de los precios del gas natural y las tarifas de distribución, almacenamiento y transporte que la Compañía cobra a sus clientes requieren aprobación de la CRE. Además, la Compañía está sujeta a otras regulaciones y controles de precios por parte del gobierno u organismos gubernamentales. A diferencia de las NIF emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A.C. y los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos, las IFRS emitidas por el IASB no contienen lineamientos específicos para determinar si las empresas pertenecientes a industrias reguladas deben reconocer los activos y pasivos derivados de los efectos de la regulación de sus tarifas.

De acuerdo con el Comité para la Interpretación de las IFRS (*IFRS Interpretations Committee*, o “IFRSIC”), los criterios aplicables al reconocimiento de las tarifas sujetas a regulación, establecidos en los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos, no son consistentes con las IFRS. Por lo tanto, la Compañía no reconoce activos o pasivos derivados de la regulación de sus tarifas en sus estados financieros. La administración de la Compañía dará seguimiento a las futuras deliberaciones del IASB y el IFRSIC por lo que respecta a este tema y su posible impacto en sus estados financieros.

Contingencias

La Compañía reporta pérdidas a cuenta del impacto estimado de una serie de factores, situaciones o circunstancias cuyos resultados son inciertos. La Compañía reporta pérdidas contingentes:

- Respecto de los hechos ocurridos hasta la fecha de sus estados financieros;
- Cuando la información disponible a la fecha de emisión de sus estados financieros indica que, dado el nivel de probabilidad de que ocurran ciertos hechos inciertos, es probable que la Compañía sufra una pérdida; y
- Cuando el monto de una pérdida se puede estimar razonablemente.

La Compañía no reporta pérdidas en relación con las contingencias que pueden dar como resultado ganancias.

La Compañía evalúa continuamente las contingencias relacionadas con demandas, obligaciones de remediación ambiental y otros hechos.

Exención por uso propio

De conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad 39 (*International Accounting Standard 39*, o IAS 39), titulada *Instrumentos financieros: reconocimiento y medición*, los contratos relativos a la entrega física de bienes no financieros para “uso propio” están excluidos del tratamiento contable como derivados. Esta norma está dirigida a los contratos que no se utilizan para fines operativos. Si una partida no financiera puede liquidarse en términos “netos” utilizando efectivo y otros instrumentos financieros, o mediante el intercambio de instrumentos financieros, debe contabilizarse como instrumento financiero.

Existen varias formas de liquidar un contrato en términos netos. Al evaluar las probabilidades de liquidación de un contrato en términos netos, la administración de la Compañía toma en consideración, entre otros, los siguientes factores:

- Las prácticas previas con respecto a la liquidación de otros contratos similares;
- Las prácticas previas con respecto a la recepción y venta del bien a corto plazo; y
- Si el insumo puede convertirse inmediatamente en efectivo.

La Compañía ha determinado que ninguno de sus contratos de entrega física de bienes no financieros se ubica en el supuesto de la exención por uso propio.

Principales fuentes de incertidumbre en las estimaciones

A continuación se incluye una descripción de los principales supuestos con respecto al futuro y otras fuentes importantes de incertidumbre que al cierre del período respectivo involucraban un riesgo significativo de que los valores en libros de los activos y pasivos reflejados en los estados financieros consolidados de la Compañía, sufran un ajuste sustancial.

Vida útil de las propiedades, planta y equipo

La Compañía revisa la vida útil estimada de sus propiedades, planta y equipo al final de cada período contable.

Durante los periodos presentados en los estados financieros de la Compañía no se reportó ningún cambio significativo en las vidas útiles de sus propiedades, planta y equipo.

Deterioro de los activos de larga duración (activos fijos y crédito mercantil)

Las pruebas de deterioro del crédito mercantil y los activos de larga duración se basan en indicadores y proyecciones de carácter tanto interno como externo, así como en algunos otros supuestos. La Compañía revisa las estimaciones y los supuestos utilizados en dichas pruebas, con base en información actualizada periódicamente.

Para determinar si el crédito mercantil ha sufrido un deterioro es necesario estimar el "valor en uso" de las unidades generadoras de efectivo a las que se asignó el crédito mercantil. El cálculo del valor en uso exige que la administración de la Compañía estime los flujos de efectivo futuros probablemente generará la unidad respectiva y establezca una tasa de descuento apropiada para calcular el valor presente de dichos flujos. Las pruebas de deterioro se realizan anualmente.

Obligación por retiro 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 del estado consolidado 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 de su sector con calificaciones de crédito similares, medidos por Bloomberg.

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.

Asignación del precio de compra de Sempra Gasoductos por Sempra Energy

La asignación de los ajustes por precio de compra requiere que la mayoría de los activos y pasivos identificables adquiridos o asumidos sean medidos a valor razonable. Por lo tanto, una medición del valor razonable se determina con base en los supuestos que los participantes del mercado usarían en la fijación de precios de los activos adquiridos o pasivos asumidos de la inversión de Sempra Energy en Sempra Gasoductos México.

Reserva para cuentas de cobro dudoso

Por lo que respecta al negocio de distribución de gas natural, la Compañía ha reconocido una reserva del 80% respecto de todas las cuentas por cobrar con una antigüedad de entre 180 y 269 días; y una reserva del 100% respecto de todas las cuentas por cobrar con una antigüedad mayor a 270 días, con base en su experiencia histórica.

La Compañía reconoce reservas para cuentas de cobro dudoso respecto de las cuentas por cobrar a clientes que reportan una antigüedad de entre 30 y 179 días y se consideran irre recuperables con base en un análisis de la situación financiera actual de dichos clientes.

Para el resto de los negocios, la antigüedad promedio de las cuentas por cobrar es de 30 días.

Las cuentas por cobrar a clientes representan las cantidades vencidas al final del periodo contable aplicable para el que se ha reconocido una reserva para cuentas de cobro dudoso en virtud de que las cantidades correspondientes aún se consideran recuperables.

Para determinar las posibilidades de recuperación de una determinada cuenta, la Compañía toma en consideración cualesquiera cambios en la calidad crediticia de dicha cuenta desde la fecha de otorgamiento del crédito respectivo hasta el final del periodo contable aplicable. En el negocio de distribución de gas natural, la concentración del riesgo de crédito es limitada debido al tamaño de la cartera de clientes y a que éstos no están relacionados entre sí.

La Compañía revisa periódicamente las estimaciones y los supuestos utilizados para determinar el importe de la reserva. Aunque la Compañía considera que la reserva reportada es apropiada, los cambios en la situación económica podrían dar lugar a cambios en dicha reserva y, por lo tanto, podrían afectar los resultados de la Compañía.

Beneficios por retiro y otras prestaciones de largo plazo a empleados

Tratándose de los planes de jubilación con beneficios definidos, tales como los planes de pensiones otorgados por la Compañía y las primas de antigüedad, el costo de los beneficios se determina con base en el método de unidad de crédito proyectada y se practican valuaciones actuariales al final de cada periodo contable.

4. ADMINISTRACION

a) Auditores externos

Los auditores independientes de la Compañía son Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C., miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, cuyas oficinas están ubicadas en la Ciudad de México. Los auditores de la Compañía fueron seleccionados por el comité de auditoría de Sempra Energy tomando en cuenta su experiencia, estándares de servicio y calidad.

Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C., son los auditores externos de la Compañía desde 1996. En los últimos tres años no han emitido ninguna opinión negativa o sujeta a salvedades, ni se han abstenido de emitir opinión sobre los estados financieros de la Compañía.

Los estados financieros auditados de la Compañía que forman parte de este reporte anual fueron auditados por Galaz, Yamazaki, Ruíz Urquiza, S.C., quienes para el ejercicio fiscal de 2013 cobraron aproximadamente: USD\$1.3 millones.

b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés

A continuación se incluye una descripción de las operaciones por un monto superior a USD\$120,000 celebradas por la Compañía desde el 1 de enero de 2012, en las que uno o varios de sus consejeros o directivos relevantes, o algún familiar inmediato o filial de dichas personas, o el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía o alguna filial de dicho accionista, tuvo, tiene o tendrá un interés directo o indirecto significativo.

La Compañía considera que los términos obtenidos y las contraprestaciones pagadas o recibidas por la misma en relación con dichas operaciones, según sea el caso, fueron similares a los términos que hubiese podido obtener o a las cantidades que hubiese recibido o tenido que pagar si dichas operaciones se hubiesen celebrado con terceros independientes.

Dentro del curso habitual de sus actividades, la Compañía celebra operaciones con su sociedad controladora y con entidades pertenecientes a dicha sociedad o que están controladas por la misma o por alguna de sus filiales, en cada uno de dichos casos ya sea directa o indirectamente.

Contratos de crédito interCompañías

Créditos insolutos otorgados por personas relacionadas, al 31 de diciembre de 2013

La Compañía tiene celebrados contratos de apertura de crédito revolvente con varias filiales de su sociedad controladora, en los que dichas filiales tienen el carácter de acreditantes. La Compañía tiene derecho de liquidar en forma anticipada la totalidad o cualquier parte del monto insoluto al amparo de cada uno de estos contratos, sin por ello estar obligada al pago de pena convencional alguna. La siguiente tabla contiene un resumen de los principales términos de los contratos de este tipo que se encontraban vigentes al 31 de diciembre de 2013.

Acreeedor	Límite del crédito	Monto principal insoluto	Tasa de interés	Fecha de vencimiento
Sempra Oil Trading	USD\$100 millones	USD\$38.5 millones	3.28% (tasa federal para los certificados a mediano plazo emitidos por la Tesorería de los Estados Unidos + 200 puntos base)	18 de marzo de 2017
Sempra Generation	USD\$12 millones	USD\$0.4 millones	2.7% (tasa fija)	31 de diciembre de 2027

Durante 2013 la Compañía efectuó pagos de capital e intereses a Sempra Oil Trading por USD\$53.2 y USD\$1.9 millones, respectivamente. Asimismo en 2012 la Compañía pago intereses por USD\$3.6 millones. Los préstamos vencen en marzo 2017 y devengan intereses variables basados en la tasa federal para los certificados a mediano plazo emitidos por la Tesorería de los Estados Unidos más 200 puntos base (tasa promedio anual de 3.27% y 3.04% en 2013 y 2012, respectivamente).

Durante 2013 y 2012 la Compañía recibió préstamos a largo plazo de Sempra Generation por USD\$737 y USD\$21, respectivamente. Durante 2013 y 2012 la Compañía efectuó pagos de principal por USD\$454 y USD\$587, respectivamente. Los

préstamos vencen el 31 de diciembre de 2027 y devengan intereses variables basados en la tasa federal para los certificados a mediano plazo emitidos por la Tesorería de los Estados Unidos más 200 puntos base (tasa promedio anual de 2.7% en 2013 y 2012).

Créditos totalmente pagados otorgados por personas relacionadas al 31 de diciembre de 2013

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía recibió un préstamo a largo plazo por parte de Sempra Chile por USD\$215 millones que devengó intereses por USD\$0.9 millones; la Compañía liquidó dicho préstamo e intereses en su totalidad durante 2013. El préstamo devengó un interés variable basado en la Tasa LIBOR a 6 meses más 250 pb (tasa promedio anual de 3.006% durante 2013).

La Compañía recibió préstamos de Sempra Global durante 2012 por USD\$122.0 millones. Durante 2013, la Compañía efectuó pagos de principal e intereses por la totalidad del préstamo. Durante 2012, efectuó pagos de principal e intereses por USD\$125.0 millones y USD\$0.4 millones, respectivamente. Los importes adeudados tenían vencimientos hasta el 15 de diciembre de 2027 y devengaron intereses variables basados en la tasa federal para los certificados a mediano plazo emitidos por la Tesorería de los Estados Unidos (tasa promedio anual de 0.98% durante 2013).

Créditos otorgados a personas relacionadas

Desde el 1 de enero de 2012 la Compañía ha otorgado los siguientes créditos a filiales de su sociedad controladora:

En junio de 2011, la Compañía estableció a favor de Sempra Servicios México una línea de crédito denominada en Pesos que devenga intereses a una tasa variable basada en la TIIE a 28 días, más 178 puntos base. Esta línea está sujeta a un límite de MXN\$10.0 millones y venció el 30 de enero de 2013. El saldo insoluto más elevado (incluyendo principal e intereses) adeudado a la Compañía en relación con esta línea desde la fecha de apertura de la misma hasta el 31 de diciembre de 2012, ascendió a MXN\$7.3 millones. Durante este período la Compañía recibió pagos de principal por un total de MXN\$3.7 millones e intereses por MXN\$0.4 millones en relación con dicho crédito.

Durante 2012, la Compañía otorgó préstamos a Sempra Servicios México por USD\$0.412 millones, con vencimiento el 31 de enero 2013; y devengaron intereses a una tasa de interés variable basado en la TIIE más 178 puntos base (“pb”) (un promedio de 6.57% durante 2013).

No existen préstamos otorgados al personal clave de administración de la Compañía.

Garantías y cartas de crédito

Sempra Energy, el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, ha otorgado garantías (incluyendo avales y cartas de crédito emitidas por terceros con cargo a las cuentas de Sempra Energy) respecto de ciertas obligaciones contractuales de las subsidiarias de esta última, incluyendo las siguientes:

Deudor	Beneficiario de la garantía/ carta de crédito	Contrato garantizado	Monto máximo de la garantía / carta de crédito
Termoeléctrica de Mexicali	JPM Ventures Energy	Convenio de cesión del contrato base de compraventa de gas natural, de fecha 15 de abril de 2011	Garantía por USD\$40 millones
Termoeléctrica de Mexicali	Gasoducto Rosarito	Contrato de prestación de servicio de transporte con base firme, de fecha 26 de febrero de 2002	Garantía por USD\$29.4 millones
LNG Marketing	JPM Ventures Energy	Convenio de cesión del contrato de compraventa de gas natural con base firme, de fecha 15 de abril de 2011	Garantía por USD\$100 millones
LNG Marketing	Gasoducto Rosarito	Contrato de prestación de servicio de transporte en base interrumpible, de fecha 18 de diciembre de 2009	Garantía por USD\$3.9 millones
LNG Marketing	Gasoducto Rosarito	Contrato de prestación de servicio de transporte con base firme, de fecha 1 de mayo de 2008	Garantía por USD\$59.6 millones
LNG Marketing	Gasoducto Rosarito	Contrato de prestación de servicio de transporte con base firme, de fecha 15 de febrero de 2002	Garantía por USD\$62.3 millones
LNG Marketing	TGN	Contrato de prestación de servicio de transporte con base firme, de fecha 1 de mayo de 2008	Garantía por USD\$45.6 millones
LNG Marketing	Energía Costa Azul	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento con base firme, de fecha 29 de noviembre de 2004	Garantía por USD\$282 millones
Energía Costa Azul	Shell	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento con base firme, de fecha 17 de abril de 2009	Garantía ilimitada
Energía Costa Azul	Gazprom	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento con base firme, de fecha 17 de abril de 2009	Garantía ilimitada
IEnova	Royal Bank of Scotland plc	Contrato de swap de tasa de interés, de fecha 16 de septiembre de 2005	Garantía ilimitada
Energía Sierra Juárez	Ejido Cordillera Molina	Contrato de arrendamiento de fecha 10 de junio de 2007	Garantía por USD\$5 millones
IEnova	CFE	Carta de Crédito, emitida por Santander México en favor de la CFE, fecha 31 de octubre de 2012	Garantía por USD\$85 millones
Gasoducto Rosarito	Intergen	Contrato de prestación de servicio de transporte con base firme, de fecha 8 de febrero de 2002	Garantía por USD\$5 millones
N/A	Travelers Casualty and Surety Co. Of America	Fianza de cumplimiento emitida por Travelers Casualty and Surety Co. of America, en favor del gobierno de México, en relación con la construcción de la Terminal de GNL.	Carta de Crédito por USD\$3.2 millones
LNG Marketing	CFE	Carta de Crédito emitida por Banamex, en relación con el contrato de suministro de electricidad, de fecha 21 de enero de 2001	Carta de Crédito por USD\$85 millones
Gasoducto Aguaprieta	Stupp Corporation	Contrato de suministro de ductos, de fecha 20 de noviembre de 2012	USD\$155.3 millones
Gasoducto Aguaprieta	Procarsa	Contrato de suministro, de fecha 1 de febrero de 2013	USD\$28.6 millones

Energía Sierra Juárez garantiza las obligaciones contractuales de Energía Sierra Juárez U.S. frente a SDG&E.

Energía Sierra Juárez U.S. es la empresa estadounidense a través de la cual la Compañía anticipa vender electricidad a SDG&E. Esta garantía no está sujeta a límite alguno y se mantendrá vigente en tanto así lo esté el contrato de compraventa de electricidad correspondiente.

Contratos de compraventa de electricidad

En enero 2013, la Compañía celebró un contrato de prestación de servicios de administración de electricidad con Sempra Generation. De conformidad con este contrato, en vigor desde el 1 de enero de 2012. Sempra Generation actúa como agente de la Compañía para efectos de la comercialización y programación de las ventas de electricidad de esta última y, además, le proporciona apoyo con respecto a ciertas funciones administrativas, operaciones de cobertura y cuestiones regulatorias en los Estados Unidos. De conformidad con el nuevo contrato de prestación de servicios de administración de electricidad con Sempra Generation, la Compañía paga a Sempra Generation una comisión anual que dependerá de los niveles de servicio suministrados a Termoeléctrica de Mexicali (entre otros, volúmenes de energía programados o comercializados por Sempra Generation), y está obligada a reembolsar a Sempra Generation los gastos incurridos por la misma en relación con dichos servicios. Este contrato vence en 2017. En 2013 y 2012, la Compañía pagó a Sempra Generation USD\$1.8 millones y US\$16.9 millones bajo este nuevo contrato. Este contrato sustituyó al contrato que la Compañía y Sempra Generation tenían celebrado anteriormente, respecto de la capacidad total de la Termoeléctrica de Mexicali, mediante el cual Sempra Generation compraba la totalidad de la electricidad generada por la Termoeléctrica de Mexicali, es decir, aproximadamente 625 MW, y Sempra Generation estaba obligada a reembolsar a la Compañía el costo de gas natural utilizado por la planta para generar electricidad, así como cualquier costo adicional incurrido por la Compañía para abastecerse de dicho insumo. En 2010 y 2011, el monto total recibido de Sempra Generation de conformidad con el contrato anterior, ascendió a aproximadamente, USD\$152.6 millones y USD\$178.8 millones respectivamente.

Contratos de compraventa de gas natural

En 2009 la Compañía celebró diversos contratos con RBS Sempra Energy Trading México —una filial del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía— en virtud de los cuales el negocio de GNL suministraba gas natural a RBS Sempra Energy Trading México y esta última vendía gas natural al segmento energía de la Compañía para su uso en la Termoeléctrica de Mexicali. Los costos del gas natural comprado la Termoeléctrica de Mexicali estuvieron sujetos a reembolso por parte de Sempra Generation. Además, RBS Sempra Energy Trading México actuó como agente de programación para efectos de coordinar las entregas de gas natural a la CFE de conformidad con el contrato celebrado entre esta última y la Compañía.

En septiembre de 2011, RBS Sempra Energy Trading México cedió sus obligaciones bajo sus contratos con la Compañía a JPM Ventures Energy. Bajo este contrato que vence en septiembre de 2014, la Compañía está obligada a comprar y JPM Ventures Energy está obligado a suministrar diariamente un volumen de carga base no menor de la cantidad mínima (70,000 MMBtus por día) ni superior a la cantidad máxima (105,000 MMBtus/d). Durante 2013 y 2012, las operaciones derivadas de dicho contrato fueron por aproximadamente \$92.6 y \$75.8 millones, respectivamente.

En enero de 2013, la Compañía celebró un contrato de organización con Sempra Generation, una afiliada del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, que entrará en vigor en septiembre de 2014. Conforme a este contrato, Sempra Generation prestará servicios de programación y coordinación relacionados con la entrega de gas natural a sus clientes, incluyendo la CFE, y la Termoeléctrica de Mexicali. Estos servicios de programación y coordinación sustituirán, a precios similares, a aquellos prestados conforme al contrato con JPM Ventures Energy el cual vence en septiembre de 2014. El contrato con Sempra Generation vencerá en diciembre de 2022.

Contratos de prestación de servicios de transporte y mejoras a los gasoductos

La Compañía tiene celebrado un contrato de transporte con base firme con Southern California Gas Company —una filial del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía—, en virtud del cual Southern California Gas Company transporta gas natural, por cuenta del negocio de distribución, desde los Estados Unidos hasta un punto del cruce fronterizo con México ubicado cerca de Mexicali. La Compañía paga por estos servicios las tarifas inscritas ante la Comisión de Servicios Públicos de California. Durante los años finalizados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 la Compañía realizó operaciones por aproximadamente USD\$1.4 millones y USD\$1.1 millones, respectivamente, por los servicios de transporte prestados por Southern California Gas Company de conformidad con este contrato.

La Compañía tiene celebrados varios contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural en base interrumpible en el Gasoducto Rosarito y TGN, con Southern California Gas Company. Estos contratos se renueva mensualmente y cualquiera de las partes de un determinado contrato puede darlo por terminado previo aviso con 30 días de anticipación a la otra parte.

Principales Términos de los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural

Cliente	Transportista	Cantidad	Tarifa contratada ⁽¹⁾
Southern California Gas Company	Gasoducto Rosarito	200,000 Dth/d	MXN\$ 1.4083 Dth
Southern California Gas Company	Gasoducto Rosarito	150,000 Dth/d	USD\$ 0.2280 Dth
Southern California Gas Company	Gasoducto Rosarito	200,000 Dth/d	MXN\$ 0.8429 Dth
Southern California Gas Company	Gasoducto Rosarito	150,000 Dth/d	USD\$ 0.2673 Dth

(1) La tarifa pactada en cada caso está sujeta a fluctuación de conformidad con las disposiciones legales aplicables.

En 2013 y 2012 la Compañía realizó operaciones por aproximadamente USD\$0.1 millones y USD\$0.2 millones como contraprestación por los servicios de transporte prestados a Southern California Gas Company de conformidad con estos contratos.

Contrato de compraventa de GNL con Sempra Natural Gas

Desde 2009, LNG Marketing adquiere GNL de Sempra Natural Gas en virtud de un contrato de compraventa por hasta 8.2 millones de metros cúbicos (1,880 mth) anuales de GNL. En el supuesto de que Sempra Natural Gas entregara a LNG Marketing menos de dicha cantidad, salvo por causas de fuerza mayor, estaba obligada a indemnizar a esta última por los costos relacionados con la capacidad fija contratada por LNG Marketing con la Terminal de GNL y el negocio de gasoductos.

Durante 2013 y 2012, LNG Marketing realizó operaciones de compra de GNL a Sempra Natural Gas por aproximadamente USD\$224.2 millones y USD\$195.6 millones, respectivamente, de conformidad con este contrato, y Sempra Natural Gas pagó a LNG Marketing aproximadamente USD\$90.8 millones, USD\$107.8 millones, respectivamente.

En enero 2013, la Compañía dio por terminado el contrato bajo el cual adquiría GNL de Sempra Natural Gas y lo reemplazó por un nuevo contrato de compraventa de GNL a largo plazo con Sempra Natural Gas. Si bien los términos del nuevo contrato son substancialmente similares a los del contrato anterior, el nuevo difiere en dos aspectos significativos. Primero, el nuevo contrato establece que Sempra Natural Gas pondrá a disposición de la Compañía un número limitado de embarques de GNL con el objeto expreso de permitirle contar con el volumen de insumo necesario para mantener en operación continua la Terminal de GNL. Segundo, el nuevo contrato corrigió ciertas consecuencias económicas no intencionales para la Compañía que resultaban en pagos excesivamente altos por Sempra Natural Gas a la Compañía siendo que el número de embarques entregados anualmente bajo el contrato anterior era substancialmente inferior al esperado antes de la celebración del contrato anterior. Este nuevo contrato de compraventa de GNL con Sempra Natural Gas vence en agosto de 2029. De haberse celebrado el nuevo contrato desde enero 2012, la UAIDA Ajustada por el año 2012 no habría sido significativamente distinta. Este nuevo contrato de compraventa de GNL con Sempra Natural Gas vence en agosto de 2029.

Contrato modificado y reexpresado de compraventa de GNL con Tangguh

Sempra Natural Gas adquiere GNL de distintos proveedores, incluyendo a través de un contrato de suministro a largo plazo con los socios del proyecto Tangguh (un consorcio de empresas productoras de GNL en Indonesia), que se han obligado a vender hasta 8.2 millones de metros cúbicos (1,880 mth) anuales de GNL a Sempra Natural Gas. Sin embargo, los socios del proyecto Tangguh tienen la opción de desviar anualmente la totalidad menos unos cuantos cargamentos de GNL a otros compradores. El hecho de contar con cargamentos no sujetos a desviación al amparo del contrato entre Sempra Natural Gas y los socios del proyecto Tangguh, incrementa las probabilidades de que la Terminal de GNL pueda mantener un volumen anual de GNL suficiente para mantenerse en operación continua; y garantiza que la Compañía estará en posibilidad de cumplir con cuando menos una parte de sus compromisos de entrega de gas natural regasificado a sus clientes. El contrato entre Sempra Natural Gas y los socios del proyecto Tangguh vence en 2029. La Compañía únicamente es parte de este contrato por lo que respecta a la programación de las entregas de cargamentos de GNL y la coordinación del uso de su terminal marítima por las otras partes.

Contrato para la compraventa de gas natural

La Compañía firmó un contrato para la compra venta de gas natural con EDF Trading North America LLC comenzando a partir del 1o. de febrero de 2013 y con vigencia al 31 de enero de 2014 por una cantidad de 12,000 MMBtus por día.

Contrato de compraventa de gas natural con Sempra Natural Gas

De conformidad con este contrato, la Compañía compra gas natural a Sempra Natural Gas, a fin de que LNG Marketing cuente con las cantidades de GNL regasificado necesarias para cumplir con sus obligaciones de suministro para con el resto de sus clientes en caso de que LNG Marketing no cuente con GNL regasificado para cumplir con dichas obligaciones. La tarifa que la Compañía paga a Sempra Natural Gas es tal que le resulta económicamente irrelevante si adquiere este gas en el mercado o lo compra a Sempra Natural Gas. En los años terminados el 31 de diciembre de 2011, 2012 y 2013, la Compañía efectuó operaciones con Sempra Natural Gas por aproximadamente USD\$571.1 millones, USD\$216.8 y USD\$224.2 millones, respectivamente, de conformidad con este contrato.

En enero 2013, la Compañía celebró un contrato con Sempra Natural Gas el cual entrará en vigor el 1 de septiembre de 2014 y remplazará al anterior contrato de Compraventa de Gas Natural con Sempra Natural Gas. Este nuevo contrato, el cual vencerá el 31 de diciembre de 2022, establece que la tarifa a la que la Compañía pagará por el gas natural será igual a la tarifa de mercado vigente en cada momento más un 1%.

Contratos de prestación de servicios

Dentro del curso habitual de sus operaciones, la Compañía celebra diversos contratos de prestación de servicios —incluyendo servicios financieros, de mercadotecnia, o comercialización, regulatorios, de ingeniería, técnicos y de sistemas de información— con varias filiales de su sociedad controladora. En términos generales, estos contratos prevén el pago de una contraprestación equivalente a los gastos incurridos por la prestadora respectiva, más una prima de entre el 5% y el 7.5%. Cualquiera de las partes de un determinado contrato puede darlo por terminado previo aviso con 30 días de anticipación a la otra parte. A continuación se incluye un resumen de estas operaciones:

- Sempra Servicios México presta diversos servicios administrativos a los segmentos gas y energía de la Compañía, incluyendo servicios administrativos y operativos, y cubre otros gastos relacionados con la operación de las oficinas corporativas de la Compañía en México. En 2013, 2012 y 2011, la Compañía realizó operaciones con Sempra Servicios México por aproximadamente USD\$0.7 millones, USD\$1.4 millones y USD\$1.5 millones, respectivamente, por concepto de dichos servicios.
- Sempra Services Company presta diversos servicios administrativos a los segmentos gas y energía de la Compañía, incluyendo servicios administrativos. En 2013, 2012 y 2011, la Compañía realizó operaciones con Sempra Services Company por un total de aproximadamente USD\$1.7 millones, USD\$1.6 millones y USD\$1.8 millones, respectivamente, por concepto de dichos servicios.
- Sempra Pipelines and Storage presta diversos servicios a los segmentos Gas y Electricidad de la Compañía, incluyendo servicios administrativos, servicios de operación y servicios técnicos relacionados con el mantenimiento de activos y el desarrollo de proyectos. En 2012 y 2011, la Compañía realizó operaciones con Sempra Servicios México por un total de aproximadamente USD\$(0.1) millones y USD\$3.0 millones, respectivamente, por concepto de dichos servicios.
- Sempra LNG Corporation presta diversos servicios al segmento gas de la Compañía, incluyendo servicios administrativos. En 2012 y 2011, la Compañía realizó operaciones con Sempra LNG Corporation por un total de aproximadamente de USD\$5.2 millones y USD\$5.4 millones, respectivamente, por concepto de dichos servicios.
- Sempra Global presta servicios administrativos de carácter general al corporativo de la Compañía. En 2013, 2012 y 2011, la Compañía realizó operaciones con Sempra Global un total de aproximadamente USD\$0.01 millones, USD\$0.4 millones y USD\$0.2 millones, respectivamente, por concepto de dichos servicios.

En enero 2013, la Compañía celebró con Sempra U.S. Gas & Power, una filial del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, un contrato de Servicios de Tecnología de la Información. Conforme a este contrato, Sempra U.S. Gas & Power continuará prestando a la Compañía, ciertos servicios de tecnología de la información que han sido históricamente prestados por afiliadas del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, incluyendo software, soporte y servicios de seguridad. La Compañía prevé pagar a Sempra U.S. Gas & Power conforme a este contrato, una tarifa de aproximadamente USD\$7.0 millones. Este contrato tiene una vigencia inicial de cinco años.

En febrero de 2013, la Compañía celebró un contrato de Servicios Técnicos, Consultoría y de Administración con Sempra International una filial del accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía, conforme al cual Sempra International provee a la Compañía (directamente o a través de afiliadas) ciertos servicios de soporte. La Compañía prevé pagar aproximadamente USD\$8.0 millones por año por la prestación de estos servicios.

Contratos de monitoreo y control de gas

La Compañía tiene celebrados varios contratos de prestación de servicios de despacho y transporte con Sempra Midstream, una filial del accionista controlador de la Compañía. De conformidad con estos contratos, Sempra Midstream presta servicios de monitoreo y control de gas a la Compañía, utilizando sistemas electrónicos de monitoreo y control pertenecientes a esta última, a fin de optimizar la capacidad y las operaciones de sus gasoductos y permitir que la misma pueda dar respuesta oportuna a los acontecimientos o emergencias que afecten al Gasoducto Rosarito, TGN, el Gasoducto Aguaprieta y la Estación Naco. Estos contratos se celebraron el 1 de enero de 2011 y tienen una vigencia de 10 años. Sempra Midstream puede dar por terminados los contratos en el supuesto de que la misma y la Compañía dejen de encontrarse bajo control en común. Para los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, la Compañía realizó operaciones con Sempra Midstream por USD\$0.5 y USD\$0.5 millones, respectivamente como contraprestación por los servicios de control de gas prestados por esta última. En los siguientes años, las cantidades pagadas por la Compañía a Sempra Midstream se ajustarán con base en la inflación.

Otras operaciones con personas relacionadas

El accionista indirecto que ejerce control de la Compañía y sus filiales pagan a la Compañía una contraprestación por ciertos servicios administrativos y el uso de instalaciones propiedad de la Compañía. En 2013, 2012 y 2011, la Compañía recibió ingresos por un total de aproximadamente USD\$1.7 millones, USD\$1.7 millones y USD\$1.8 millones, respectivamente, como resultado de estas operaciones.

La Compañía presta servicios administrativos a Sempra Pipelines and Storage. En 2012 este contrato le reportó a la Compañía ingresos por un total de aproximadamente USD\$0.2 millones. Los ingresos percibidos por la Compañía en relación con este contrato en 2011 ascendieron a menos de USD\$0.12 millones.

Sempra Generation presta a la Compañía servicios de desarrollo de proyectos y otros servicios administrativos relacionados con el desarrollo de Energía Sierra Juárez, proyecto de generación de energía eólica en la Sierra de Juárez en Baja California. Durante los años que concluyeron el 31 de diciembre de 2012 y 2011, la Compañía efectuó operaciones con Sempra Generation por aproximadamente USD\$0.2 millones y USD\$0.8 millones, respectivamente.

Sempra International presta a la Compañía servicios profesionales de conformidad con varios contratos con sus subsidiarias. Durante los años concluidos el 31 de diciembre de 2013 y 2012, la Compañía realizó operaciones con Sempra International por dichos servicios por aproximadamente USD\$7.4 millones y USD\$6.2 millones, respectivamente.

c) Administradores y accionistas Consejo de administración

Actualmente el consejo de administración de la Compañía está integrado por 9 miembros propietarios y tiene a su cargo la administración de las operaciones de la misma. Cada consejero es electo para ocupar su cargo durante un año, pero puede ser reelecto y en todo caso debe permanecer en funciones hasta que su sustituto haya sido nombrado y haya tomado posesión de su cargo. Además, los consejeros pueden ser reelectos y removidos de su cargo en cualquier momento por decisión de los accionistas reunidos en asamblea general. Los miembros del Consejo de Administración son electos por los accionistas. El Consejo de Administración debe reunirse por lo menos una vez cada tres meses, pero puede celebrar sesiones extraordinarias siempre que lo considere necesario.

De conformidad con la ley, cuando menos el 25% de los consejeros deben ser independientes en términos de la LMV. Los estatutos de la Compañía prevén la posibilidad de designar a un consejero suplente por cada consejero propietario, para suplir las ausencias de este último en las sesiones del consejo.

Los miembros actuales del Consejo de Administración de la Compañía fueron electos o reelectos, según el caso, mediante las resoluciones unánimes de los accionistas de la Compañía de fecha 6 de marzo de 2013. Las disposiciones aplicables a la integración y las facultades del Consejo de Administración y sus comités están contenidas en los nuevos estatutos sociales aprobados mediante las resoluciones unánimes de los accionistas de la Compañía de fecha 6 de marzo de 2013.

La siguiente tabla contiene cierta información sobre los miembros del Consejo de Administración de la Compañía al 6 de marzo de 2013.

Nombre	Edad	Cargo	Fecha de su nombramiento inicial
Carlos Ruiz Sacristán	64	Presidente del Consejo de Administración	Julio 2012
Andres Conesa Labastida	44	Miembro del Consejo de Administración *	Marzo 2013
Jeffrey S. Davidow	70	Miembro del Consejo de Administración *	Marzo 2013
Aaron Dychter Poltolarek	61	Miembro del Consejo de Administración *	Marzo 2013
Joseph A. Householder	58	Miembro del Consejo de Administración	Marzo 2013
Arturo Infanzón Favela	42	Miembro del Consejo de Administración	Diciembre 2012
James H. Lambright	43	Miembro del Consejo de Administración	Marzo 2013
George Sam Liparidis	55	Miembro del Consejo de Administración	Junio 2012
Luis Eduardo Pawluszek	51	Miembro del Consejo de Administración	Diciembre 2012
Mark Allan Snell	57	Miembro del Consejo de Administración	Junio 2012
Randall Lee Clark	44	Secretario No-miembro del Consejo de Administración	Noviembre 2010
Rene Buentello Carbonell	45	Pro-secretario No-miembro del Consejo de Administración	Junio 2012
Rodrigo Cortina Cortina	45	Pro-secretario No-miembro del Consejo de Administración	Junio 2012

* Consejero independiente, en términos de la LMV.

A continuación se incluye una descripción de la experiencia y ocupaciones principales de los miembros actuales del Consejo de Administración de la Compañía.

Carlos Ruiz Sacristán. Carlos Ruiz es el Director General y Presidente del Consejo de Administración de la Compañía. Antes de su ingreso a la Compañía, desde el año de 2007 hasta su designación como Presidente del Consejo de Administración de la Compañía en junio de 2012, Carlos Ruiz Sacristán actuó como miembro del consejo de administración de Sempra Energy. A partir de junio de 2012, Carlos Ruiz Sacristán está a cargo del manejo de todas las operaciones de Sempra Energy en México. Carlos Ruiz Sacristán es socio del despacho de consultoría que brinda asesoría en temas de infraestructura y banca de inversión denominado Proyectos Estratégicos Integrales, S.C. Carlos Ruiz Sacristán también participa en los consejos de administración de otras sociedades, como son: Southern Copper Corp., OHL Concesiones México, S.A. de C.V., el banco Ve por Más, S.A. de C.V., Grupo Creativa, S.A. de C.V., Grupo de Autopistas Nacionales, S.A. (GANA), Administradora Mexiquense del Aeropuerto Internacional de Toluca, S.A. de C.V., y en el Consejo de Desarrollo de la Universidad Anáhuac. Estas sociedades no tienen relación comercial con Sempra Energy, con la Compañía, ni con ninguna de sus afiliadas. Antes de ingresar a Proyectos Estratégicos Integrales, S.C. en 2001, Carlos Ruiz Sacristán fungió como Secretario de Comunicaciones y Transportes en el gobierno del Dr. Ernesto Zedillo Ponce de León de 1994 a 2000, y durante ese tiempo estuvo a cargo, entre otras cosas, de la reestructura de los sectores de comunicaciones y de transporte, reestructura que tuvo como fin incrementar las inversiones, ampliar la competencia y mejorar la infraestructura del país. Previamente, Carlos Ruiz Sacristán ocupó diversos cargos en el Banco de México de 1974 a 1988, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 1988 a 1992, y en Petróleos Mexicanos en 1994. Carlos Ruiz Sacristán es licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Anáhuac, y es maestro en Administración de Negocios por Northwestern University en Chicago.

Dr. Andrés Conesa Labastida. El Dr. Andrés Conesa Labastida ha sido el Director General de Aeroméxico desde 2005. El Dr. Conesa ha desempeñado diversos cargos en la Administración Pública de México, incluyendo el cargo de consultor de la Unidad de Gabinete Económico de la Oficina de la Presidencia de 1991 a 1993, como Consejero Principal del Subsecretario de Hacienda y Crédito Público de 1997 a 1998, y como Director General para los Asuntos Financieros Internacionales en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 1998 a 2000. Ocupó el cargo de Director General de las Políticas Económicas en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 2000 a 2003 y como Subsecretario adjunto de Crédito Público de 2003 a 2004, año en que fue designado Presidente del Consejo de CINTRA, la sociedad controladora de Aeroméxico y Mexicana. Ha participado como miembro del consejo de administración en la Asociación Internacional de Transporte Aéreo desde 2008. El Dr. Conesa obtuvo la licenciatura en Economía por el Instituto Tecnológico Autónomo de México y el doctorado en Economía por el Instituto Tecnológico de Massachusetts. Recibió las becas Fulbright y Ford-MacArthur, y en 1997 recibió el Premio Nacional en la Investigación Económica.

Jeffrey Davidow. Jeffrey Davidow cuenta con una extensa experiencia diplomática, tanto en Latinoamérica como en África. Fue embajador de Estados Unidos en Venezuela desde 1993 a 1996 y como Asistente del Secretario de Estado de Estados Unidos para los Asuntos Hemisféricos Occidental de 1996 a 1998. Desde 1998 a 2002, fungió como Embajador de Estados Unidos en México. En 2003, se retiró de la Secretaría de Estado de los Estados Unidos con el rango de embajador, misma que es la posición más alta en el Servicio Exterior y que por ley, puede ser desempeñada por no más de cinco personas al mismo tiempo. Después de dejar el Servicio Exterior, fungió ocho años como Presidente del Instituto de las Américas en San Diego, un organismo de políticas públicas enfocado en Latinoamérica. Actualmente es Consejero Senior del Cohen Group, un consultora de negocios internacionales con sede en Washington D.C. Ha publicado artículos sobre las Políticas Exteriores y Asuntos Exteriores y ha sido autor de dos libros, uno sobre negociaciones internacionales y el otro, sobre “Estados Unidos y México: El Oso y el Puercoespin.” En adición a ser ponente de conferencias sobre las políticas hemisféricas y sobre el desarrollo mexicano de las organizaciones tales como el Foro sobre la Integración Norteamericana, la Comisión Trilateral, el Centro Woodrow Wilson, el Consejo del Pacífico, la Academia de Ciencias Sociales de China y el Banco Interamericano de Desarrollo, fungió como consultor del Presidente Obama para la Cumbre de las Américas en 2009. Obtuvo su Licenciatura en Artes por la Universidad de Massachusetts y es maestro en Artes por la Universidad de Minnesota.

Dr. Aaron Dychter Poltolarek. Dr. Aaron Dychter es Presidente y Fundador de ADHOC Consultores Asociados, S.C., mediante el cual, proporciona servicios de consultoría en proyectos de inversión en infraestructura, transporte y en materia energética. De diciembre de 1994 a diciembre de 2006, fungió como Subsecretario de Transporte en la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, en cuyo cargo lideró los procesos de apertura a la inversión privada en ferrocarriles y aeropuertos en México, así como la creación del primer sistema de tren suburbano para la Ciudad de México. Previamente, ocupó diversos cargos en el la Secretaría de Hacienda, la Secretaría de Programación y Presupuesto y en la Secretaría de Energía. Participa como miembro del consejo de administración de Grupo Aeroportuario del Centro Norte y Empresas ICA; y previamente a esto, participó en el consejo de administración de Grupo Aeroportuario Del Sureste, Grupo Aeroportuario Centro Norte, Grupo

Aeroportuario del Pacífico y Grupo Aeroportuario de la Ciudad de México. Se graduó de la Universidad de las Américas y posee una maestría y un doctorado en Economía por la Universidad de George Washington.

Joseph A. Householder. Joseph A. Householder es Vicepresidente Ejecutivo y Director de Finanzas de Sempra Energy. De 2006 a 2011 ocupó el cargo de Vicepresidente Sénior, Contralor y Gerente de Contabilidad de Sempra Energy, cargo por el cual era responsable de estados financieros, de la información contable y de contraloría, así como de impuestos para todas las sociedades de Sempra Energy. Anteriormente, fungió como Vicepresidente del Impuestos Corporativos y Asesor de Impuestos de Sempra Energy, donde supervisó los asuntos fiscales de Sempra Energy a nivel mundial. Antes de unirse a Sempra Energy en 2001, fue socio en PricewaterhouseCoopers en la oficina de impuestos nacionales. Desde 1986 a 1999, fungió como Vicepresidente del área de Desarrollo Empresarial y Asistente del Director Financiero en Unocal, donde fue responsable por la planeación fiscal, los informes financieros y la previsión presupuestaria a nivel mundial, así como de fusiones y adquisiciones. El Sr. Householder actualmente participa en el consejo de administración de Pacific Enterprises Inc., Southern California Gas Company, EnergySouth Inc., San Diego Regional Economic Development Corporation, y San Diego Gas & Electric Company, y es miembro del Tax Executives Institute, del American Institute of Certified Public Accountants, la Barra de California y la American Bar Association. Es licenciado en Derecho por la Escuela de Derecho de Loyola y en Administración de Empresas por la Universidad del Sur de California

Arturo Infanzón Favela. Arturo Infanzón Favela es Miembro del Consejo de Administración de la Compañía. Desde enero de 2012 Arturo Infanzón Favela actúa como Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas de la Sociedad. Anteriormente, Arturo Infanzón Favela actuó como Vicepresidente para México y Director de Operaciones de Sempra International. También ha actuado como Contralor de las Operaciones en México y Director General de ECOGAS, S. de R.L. de C.V. Antes de ingresar a Sempra Energy en 1997, Arturo Infanzón Favela trabajó en el despacho Price Waterhouse y en el First National Bank. Arturo Infanzón Favela es también miembro del consejo de administración de Chilquinta Energía, S.A. y de Luz del Sur, S.A.A., sociedades afiliadas a Sempra Energy. Arturo Infanzón Favela es Contador Público egresado de la Universidad Autónoma de Baja California y es maestro en Finanzas por San Diego State University.

James H. Lambricht. James H. Lambricht es Vicepresidente Sénior del Área de Desarrollo Corporativo de Sempra Energy. En dicho cargo, el Sr. Lambricht dirige las inversiones, las asociaciones estratégicas y las adquisiciones. Los primeros roles de liderazgo del Sr. Lambricht incluyen cuatro años como Presidente y Director General del Banco de Exportación e Importación de Estados Unidos de América, una empresa gubernamental independiente cuya sede está en Washington, D.C. y es responsable del financiamiento de las exportaciones realizadas por Estados Unidos a más de 150 países. Durante la crisis financiera de 2008 a 2009, fungió como Director Oficial de Inversiones del Departamento de Tesorería de Estados Unidos del Troubled Asset Relief Program (TARP) por USD\$700 billones. Asimismo, fue vicepresidente de capital privado a nivel de funcionario y directivo de energía renovable. Se graduó con honores en Derecho por la Universidad de Harvard y con distinción académica por la Universidad de Stanford. Participa en la Henry Crown Fellow del Instituto Aspen y es miembro del consejo de Peace Players International, una organización no gubernamental cuya sede se ubica en Washington, D.C.

George S. Liparidis. George S. Liparidis es Miembro del Consejo de Administración de la Compañía, y es el Presidente del consejo de administración y Director General de Sempra International, sociedad que desarrolla, construye y opera los activos de infraestructura energética y distribuye electricidad y gas natural a los clientes en México, Chile y Perú. Sempra International también opera las instalaciones de recepción de GNL en los Estados Unidos y en México. Sempra International es una subsidiaria de Sempra Energy. Anteriormente a su nombramiento en su puesto actual con Sempra International, George Liparidis fue el Presidente y Director General de Sempra Pipelines & Storage. Antes de unirse a Sempra Energy George Liparidis fue Vicepresidente de Enova International, la subsidiaria internacional de Enova Corporation. Enova Corporation se fusionó con Pacific Enterprises para formar Sempra Energy en 1998. En este puesto, estuvo a cargo del desarrollo de negocios y operaciones en México. Antes de ello, George Liparidis actuó como Gerente de Proyectos en SDG&E, otra subsidiaria de Enova Corporation de 1992 a 1996. Antes de SDG&E, trabajó en Energy America, un productor de electricidad independiente, como Director de Análisis Financiero y Planeación. George Liparidis es miembro del consejo de administración de Chilquinta Energía, S.A., y Luz del Sur, S.A.A., empresas controladas por Sempra Energy, y en el consejo del Institute of the Americas y el Council of the Americas. El señor Liparidis tiene el título de bachiller en Ingeniería Mecánica por University of Utah en Salt Lake City, y una Maestría en Administración de Negocios por San Diego State University.

Luis Eduardo Pawluszek. Eduardo Pawluszek es Miembro del Consejo de Administración de la Compañía, y desde 2011 es Vicepresidente para Sudamérica de Sempra International en donde supervisa las operaciones de Chilquinta Energía en Chile, Luz del Sur en Perú y de sus respectivas subsidiarias. Anteriormente, Luis Eduardo Pawluszek se desempeñó en varios puestos en AEI Houston, incluyendo Vicepresidente Ejecutivo y Director de Finanzas de Emgasud y EDEN, subsidiarias de AEI en Argentina. Pawluszek ha sido miembro del consejo de administración de empresas de energía líderes en Perú, Chile, Colombia y Argentina. También fungió como Director de Finanzas de TGS en donde ocupó puestos directivos en las áreas de finanzas y relaciones con inversionistas por varios años. Trabajó para el Royal Bank of Canada, en las áreas de desarrollo de negocio con clientes corporativos en Argentina y Chile. Pawluszek es miembro del consejo de administración de Chilquinta Energía, S.A., y Luz del Sur, S.A.A., empresas controladas por Sempra Energy y formó parte del consejo de administración de Emgasud y EDEN. Eduardo Pawluszek tiene el título contador público de la Universidad de Buenos Aires y una Maestría en Finanzas y Mercados de Capitales de la Escuela Superior de Economía y Administración de Empresas.

Mark A. Snell. Mark A. Snell es Miembro del Consejo de Administración de la Compañía, y presidente Ejecutivo de Sempra Energy. En este puesto, Mark Snell está a cargo de las operaciones ubicadas fuera del estado de California. De 2005 a 2011, Mark Snell fue el Vicepresidente Ejecutivo y el Director de Finanzas de Sempra Energy y antes de eso actuó como Presidente del consejo de administración del grupo Sempra Global. En dicho puesto Mark A. Snell, supervisó diversos aspectos de Sempra Global en mercados competitivos de energía, incluyendo comercio de energía, generación de electricidad, gas natural licuado, ductos y terminales de almacenamiento, empresas internacionales y comercio de energía al menudeo. Previo a ejercer el cargo de Presidente del grupo, Mark Snell fue el Director de Finanzas de Sempra Global, y antes de eso, Mark Snell fue Vicepresidente de Planeación y Desarrollo de Sempra Energy. Previo a su ingreso a Sempra Energy en 2001, Mark Snell fue Vicepresidente Ejecutivo y Director de Finanzas de Earth Tech, una empresa de Long Beach, California dedicada al negocio de administración, ingeniería y prestación de servicios ambientales. Anterior a ello, Mark Snell fue el Vicepresidente Ejecutivo y Director de Finanzas de Dames and Moore, Los Ángeles, una empresa listada en el New York Stock Exchange, dedicada al negocio de la ingeniería y la construcción. Mark Snell también actuó como Director de Administración y Finanzas de Latham & Watkins, despacho de abogados con más de 1,600 socios y empleados a nivel mundial.

También fungió como Vicepresidente Ejecutivo y Director de Finanzas de World Oil Corp., una empresa privada dedicada a operaciones con petróleo. Como Gerente Senior de KPMG Peat Marwick, oficina de Los Ángeles, Mark Snell supervisó las actividades de las adquisiciones de los clientes del despacho. Es Contador Público egresado de San Diego State University y es un Contador Público Certificado.

Facultades del Consejo de administración

El consejo de administración es el representante legal de la Compañía y está facultado, actuando como órgano colegiado, para aprobar cualquier asunto relacionado con las operaciones de la Compañía que no esté expresamente reservado a los accionistas de la misma.

Entre otras cosas, el Consejo de Administración está facultado para:

- aprobar la estrategia general de negocios de la Compañía;
- autorizar, oyendo en cada caso la opinión de los comités de auditoría y prácticas societarias: (1) la celebración de cualquier operación con personas relacionadas, sujeto a ciertas excepciones limitadas; (2) el nombramiento y la remoción del director general y los demás directivos relevantes, así como para determinar sus atribuciones y remuneraciones; (3) los lineamientos de control interno y auditoría interna de la Compañía y sus subsidiarias; (4) los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias; (5) las operaciones inusuales o no recurrentes y cualquier operación o serie de operaciones con partes relacionadas que involucren, en un mismo ejercicio, (a) la adquisición o enajenación de activos que representen un valor igual o superior al 5% de los activos consolidados de la Compañía, o (b) el otorgamiento de garantías o la asunción de pasivos que representen un valor igual o superior al 5% de los activos consolidados de la Compañía; y (6) la contratación de los auditores externos;
- convocar asambleas de accionistas y ejecutar sus acuerdos;
- crear comités especiales y delegar facultades a los mismos, salvo aquellas cuyo ejercicio corresponda en forma exclusiva a los accionistas o al Consejo de Administración por disposición de ley o de los estatutos de la Compañía;
- presentar a la asamblea general de accionistas el informe anual del director general (incluyendo los estados financieros anuales auditados de la Compañía), así como un informe sobre las políticas y criterios contables seguidos en la preparación de la información financiera;
- emitir una opinión con respecto al precio de colocación de las Acciones de la Compañía a través de la Oferta Global;
- aprobar las políticas relacionadas con la revelación de información;
- determinar las medidas a adoptarse en caso de que se detecten irregularidades; y
- ejercer los poderes generales de la Compañía para cumplir con su objeto.

Las sesiones del Consejo de Administración serán válidas cuando cuenten con la asistencia de la mayoría de sus miembros; y sus resoluciones serán válidas cuando se tomen por la mayoría de los presentes, a menos que los estatutos de la Compañía exijan un mayor número de votos. El presidente del consejo tiene voto de calidad en caso de empate. No obstante lo anterior, la asamblea general de accionistas podrá vetar en cualquier momento las decisiones adoptadas por el consejo.

Las sesiones del Consejo de Administración pueden ser convocadas por (1) el 25% de los consejeros, (2) el presidente del consejo, (3) el presidente del comité de auditoría o el comité de prácticas societarias, o (4) el secretario del consejo.

La LMV impone a los consejeros ciertos deberes de diligencia y lealtad. Para una descripción detallada de dichos deberes, véase la sección “Información sobre el mercado de valores—LMV.”

Los miembros y, en su caso, el secretario del Consejo de Administración deben abstenerse de participar en cualquier deliberación y votación durante las sesiones en las que se trate cualquier asunto en el que tengan algún conflicto de interés con la Compañía, sin que ello afecte el cómputo del quórum necesario para dicha sesión.

Los miembros y el secretario del consejo de administración incurrirán en deslealtad y serán responsables de los daños causados a la Compañía y, en su caso, a sus subsidiarias, si teniendo un conflicto de interés votan o toman alguna decisión con respecto a los activos de la Compañía o sus subsidiarias, o si omiten revelar cualquier conflicto de interés que puedan tener, a menos que estén sujetos a obligaciones de confidencialidad que les impidan revelar dicho conflicto.

Comités del consejo de administración

El consejo de administración ha creado un comité de auditoría y un comité de prácticas societarias para efectos de aprobar ciertos aspectos importantes de las operaciones de la Compañía.

Comité de auditoría

La LMV exige que las emisoras mantengan un comité de auditoría integrado por cuando menos tres consejeros independientes designados por el Consejo de Administración.

El comité de auditoría de la Compañía se creó por resolución de los accionistas del 6 de marzo de 2013. Los miembros actuales de dicho comité son Aarón Dychter Poltolarek, Andres Conesa Labastida y Jeffrey S. Davidow, quienes fueron nombrados mediante las resoluciones unánimes de accionistas del 6 de marzo de 2013. La Compañía considera que todos los miembros de su comité de auditoría son independientes y tienen el carácter de expertos en términos de la LMV.

Entre otras cosas, el comité de auditoría está facultado para:

- presentar recomendaciones al consejo de administración respecto de la contratación o remoción de los auditores externos;
- supervisar la labor de los auditores externos y analizar sus informes;
- analizar y supervisar la preparación de los estados financieros de la Compañía;
- presentar al Consejo de Administración un informe con respecto a los controles internos de la Compañía y la idoneidad de los mismos;
- solicitar información a los directivos relevantes de la Compañía cuando lo estime necesario;
- auxiliar al Consejo de Administración en la preparación del reporte de operaciones y actividades en las que el Consejo de Administración haya intervenido, en términos de la LMV;
- reportar al Consejo de Administración las irregularidades que detecte;
- recibir y analizar las propuestas y observaciones formuladas por los accionistas, consejeros, directivos relevantes, auditores externos o terceros, y adoptar las medidas necesarias al respecto basado en dichas recomendaciones u observaciones;
- convocar a asambleas de accionistas;
- supervisar que las transacciones celebradas con partes relacionadas cumplan con las disposiciones legales aplicables;
- cerciorarse de la ejecución —por el director general— de las resoluciones adoptadas por las asambleas de accionistas o el Consejo de Administración, de acuerdo con las instrucciones emitidas al efecto por cada uno de dichos órganos, y
- presentar al consejo de administración un informe anual de sus actividades.

El presidente del comité de auditoría debe elaborar un informe anual sobre las actividades que correspondan a dicho órgano y presentarlo al Consejo de Administración. Dicho informe debe incluir, cuando menos: (1) el estado que guarda el sistema de control interno y auditoría interna de la Compañía y, en su caso, la descripción de sus deficiencias y desviaciones, así como los aspectos que requieran una mejoría, tomando en consideración los reportes de los auditores externos y de los expertos independientes; (2) los resultados de las medidas preventivas y correctivas implementadas con base en los resultados de las investigaciones relacionadas con el incumplimiento de las políticas de operación y financieras; (3) la evaluación de los auditores externos; (4) los principales resultados de las revisiones a los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias; (5) la descripción y efectos de las modificaciones a las políticas contables; (6) las medidas adoptadas con motivo de las observaciones formuladas por accionistas, consejeros, directivos relevantes y terceros respecto de la contabilidad, controles internos y temas relacionados con la auditoría interna o externa; (7) el seguimiento de los acuerdos de las asambleas de accionistas y del Consejo de Administración; (8) observaciones relativas al desempeño de consejeros y directivos relevantes; y (9) las remuneraciones de los consejeros y directivos relevantes

Comité de prácticas societarias

Los miembros actuales del comité de prácticas societarias son Jeffrey S. Davidow, Aarón Dychter Poltolarek, Andrés Conesa Labastida y Arturo Infanzón Favela, quienes fueron nombrados para ocupar sus cargos por un plazo indefinido el 6 de marzo de 2013. De conformidad con lo dispuesto por la LMV, la mayoría de los miembros del comité de prácticas societarias son independientes en virtud de que el accionista indirecto que ejerce el control de la Compañía tiene al menos 50% del capital social de la Compañía. Los miembros independientes son Jeffrey S. Davidow, Aarón Dychter Poltolarek y Andrés Conesa Labastida. La Compañía considera que todos los miembros del comité de prácticas societarias son independientes en términos de la LMV.

Entre otras cosas, el comité de prácticas societarias está facultado para:

- dar opiniones y presentar recomendaciones al consejo de administración;
- auxiliar al Consejo de Administración en la preparación del reporte sobre los principales lineamientos de contabilidad e información utilizados en la preparación de la información financiera;
- asesorar al Consejo de Administración con respecto al nombramiento del director general y los demás directivos relevantes, así como para determinar sus atribuciones y remuneraciones;
- asesorar al Consejo de Administración en la preparación de reportes para la asamblea anual de accionistas;
- solicitar y obtener opiniones y recomendaciones de expertos independientes;
- proporcionar opiniones con respecto a las operaciones con personas relacionadas; y
- convocar asambleas de accionistas.

El presidente del comité de prácticas societarias debe elaborar y presentar al Consejo de Administración un informe anual con respecto a (1) las observaciones respecto del desempeño de los directivos relevantes; (2) las operaciones celebradas con personas relacionadas, detallando las características de las operaciones significativas; (3) las remuneraciones de los consejeros y directivos relevantes; y (4) las dispensas otorgadas a consejeros o directivos relevantes para aprovechar oportunidades de negocios.

Directivos relevantes

La siguiente tabla contiene cierta información sobre los directivos relevantes de la Compañía:

Nombre	Edad	Cargo
Carlos Ruiz Sacristán	64	Director General y Presidente del Consejo de Administración
Arturo Infanzón Favela	42	Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas
Gerardo de Santiago Tona	42	Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y Construcción
Carlos Barajas Sandoval	46	Vicepresidente de Operaciones
René Buentello Carbonell	45	Vicepresidente y Abogado General
Jesús Córdoba Domínguez	53	Vicepresidente de Ingeniería y Construcción
Manuela Molina Peralta	41	Vicepresidente de Finanzas
Tania Ortiz Mena López Negrete	43	Vicepresidente de Asuntos Externos y Desarrollo de Negocios
Carlos Zepeda Briones	41	Vicepresidente de Recursos Humanos y Administración
Roberto Rubio Macías	41	Contralor

A continuación se incluye una descripción de la experiencia y ocupaciones principales de los directivos relevantes.

Carlos Ruiz Sacristán. Véase la sección: “Administración y Prácticas Societarias –Consejo de Administración–”

Arturo Infanzón Favela. Véase la sección: “Administración y Prácticas Societarias –Consejo de Administración–”

Gerardo de Santiago Tona. Desde mayo de 2010, Gerardo de Santiago actúa como Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y de Construcción de la Compañía. Anteriormente, Gerardo de Santiago actuó como Director de Sempra Pipelines & Storage México de 2008 a 2010, que se volvió parte de Sempra International en enero de 2012. También ha actuado como Director General de ECOGAS, S. de R.L. de C.V. de 2001 a 2008. Antes de ingresar a Sempra Energy en 2001, Gerardo de Santiago trabajó en el Sistema Municipal de Aguas de Saltillo de 1997 a 2000 y en la Comisión Federal de Electricidad de 1992 a 1997. Gerardo de Santiago es Ingeniero Industrial Administrador egresado de la Universidad Autónoma del Noreste en 1991 y es maestro en Administración de Empresas por la Universidad Autónoma de Nuevo León egresado en 1996.

Carlos Barajas Sandoval. Desde febrero de 2014, Carlos Barajas actúa como Vicepresidente de Operaciones de la Compañía, anteriormente, desde junio de 2013, Carlos Barajas actuó como Vicepresidente de Gas. Antes de ingresar a la Compañía, Carlos Barajas fue Director General de Terminal de LNG de Altamira de 2007 a 2013; Director de Desarrollo de Negocios de Shell México de 2005 a 2007, Director Comercial de Intergen México de 2000 a 2005 y Gerente Comercial de Energía Mayakan de 1997 a 2000. Carlos Barajas es Ingeniero Civil egresado del Instituto Politécnico Nacional en 1992, Maestro en Ingeniería por la Universidad de la Columbia Británica en 2000 y Maestro en Economía por la Universidad Anáhuac en 2007.

René Buentello Carbonell. Desde 2010, René Buentello actúa como Abogado General de la Sociedad y desde marzo de 2014 es Vicepresidente & Abogado General. Anteriormente, René Buentello se desempeñó como Director de Desarrollo de Negocios de El Paso Corporation en México de 2008 a 2010. René Buentello inició su carrera como abogado de empresa en la división industrial de Grupo Carso, en donde ocupó la Gerencia Jurídica de Grupo Nacobre y de Grupo Aluminio, desempeñando el cargo de Pro Secretario y Secretario, respectivamente del Consejo de Administración de dichas sociedades de 1990 a 2002. Posteriormente ingresó a PEMEX en donde ocupó diversos cargos en las áreas de transporte y logística, desarrollando proyectos de infraestructura y promoviendo asociaciones público-privadas en las áreas en las que el marco legal así lo permitía de 2002 a 2008. René Buentello es licenciado en Derecho por la Universidad Panamericana, con estudios de especialización en Derecho Económico y Corporativo, Derecho Mercantil y Derecho Financiero Internacional en la misma casa de estudios.

Jesús Córdoba Domínguez. Desde 2012, Jesús Córdoba actúa como Vicepresidente de Ingeniería y Construcción. Del 2010 al 2012 actuó como Director Operaciones de Transporte. Anteriormente, Jesús Córdoba actuó como Director de Proyectos para filiales de El Paso Corporation en México de 2001 a 2010 y como Superintendente de Contratos con filiales de TransCanada Pipelines en México de 1998 al 2001. Jesús Córdoba tiene 33 años de experiencia en ejecución de proyectos de infraestructura, incluyendo 18 años de experiencia en la administración de proyectos en la industria de la construcción en México. Jesús Córdoba es egresado de la licenciatura de ingeniería civil en la Universidad La Salle A.C., especializándose en la administración de proyectos.

Manuela Molina Peralta. Desde julio de 2010, Manuela (“Nelly”) Molina actúa como Vicepresidente de Finanzas de la Compañía. Anteriormente, actuó como Vicepresidente de Finanzas de El Paso Corporation en México, de 2001 a 2010. Antes de El Paso Corporation (México), Manuela Molina colaboró con Kinder Morgan (México) como Gerente General de la primera Distribuidora de gas natural en la ciudad de Hermosillo, Sonora de 1997 a 2001. Manuela Molina es Contador Público egresada de la Universidad de Sonora en 1995 y es maestra en Finanzas por el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey. Actualmente, Manuela Molina es miembro del Consejo Ejecutivo Nacional del Instituto Mexicano de Ejecutivos de Finanzas y fue presidente del Grupo Ciudad de México para el mismo instituto durante 2013. Es miembro del consejo de administración y socia fundadora de NatGas Querétaro, S.A.P.I. de C.V.

Tania Ortíz Mena López Negrete. Desde septiembre de 2012, Tania Ortíz Mena actúa como Vicepresidente de Asuntos Externos y Desarrollo de Negocios de la Compañía. Anteriormente, Tania Ortíz Mena actuó como Vicepresidente de Asuntos Externos de la Sociedad de 2009 a 2012, Director de Asuntos Gubernamentales y Regulatorios de la Sociedad de 2002 a 2009 y como Gerente General de la Sociedad de 2000 a 2002. Antes de ingresar a Sempra Energy en 2000, Tania Ortíz Mena trabajó en PMI Comercio Internacional, empresa subsidiaria de PEMEX, como Sub Gerente Comercial de Productos Refinados de 1994 a 1999. Tania Ortíz Mena es licenciada en Relaciones Internacionales por la Universidad Iberoamericana en 1993 y es maestra en Relaciones Internacionales por Boston University en 1994. Tania Ortíz Mena es miembro del Consejo Mexicano de Asuntos Internacionales, Vicepresidente de la Asociación Mexicana de Gas Natural y Consejero del Consejo Mundial de Energía, Capítulo México.

Carlos Zepeda Briones. Desde septiembre de 2013, Carlos Zepeda actúa como Vicepresidente de Recursos Humanos y Administración. Cuenta con más de 20 años de experiencia en diversas industrias y sectores, tanto en áreas de servicios, alimentos y bebidas, sector de petróleo y gas, corporativos, plantas, cadena de suministro y distribución, entre otras y ha ocupado diversas posiciones tales como Director de Recursos Humanos en Estafeta Mexicana, Director Corporativo de Recursos Humanos y Servicios compartidos en Emerson México & CA, también ha colaborado para empresas multinacionales como Danone, Coca-Cola Femsa, Panamerican Beverage, Mabe, entre otras. Carlos estudio la Licenciatura en Administración de Empresas en la Universidad del Valle de México y posteriormente una Maestría en Administración con Especialidad en Factor Humano, recibiendo con Honores y obteniendo excelencia académica en la misma institución.

Roberto Rubio Macías. Roberto Rubio es Contralor de la Compañía desde 2012. Actuó como Gerente de Contabilidad de Inversiones Extranjeras de julio de 2011 a octubre de 2012 en Sempra San Diego, Gerente de Auditoría Interna de Luz del Sur (Subsidiaria de Sempra Energy en Lima Perú) de enero a junio de 2011, Gerente de Reportes Financieros de 2007 a 2010 para IEnova en Tijuana, Contralor de Termoelectrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V. de 2005 a 2007, Gerente de Contabilidad de IEnova en Tijuana de 2003 a 2005 y Contralor de ECOGAS, S. de R.L. de C.V. en Chihuahua de 2001 a 2003. Antes de ingresar a Sempra Energy en 2001, Roberto Rubio trabajó como Gerente Administrativo en Denimtex, empresa dedicada a la manufactura de productos textiles con más de 800 empleados, de 1998 a 2001; como Supervisor Administrativo Regional de British American Tobacco de 1996 a 1998; y como Auditor Senior en Deloitte Chihuahua, Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C. de 1993 a 1996. Roberto Rubio es Contador Público egresado de la facultad de Contaduría y Administración de la Universidad Autónoma de Chihuahua en 1995, es maestro en Administración de Empresas por la Universidad Autónoma de Chihuahua en 2001 y Contador Público Certificado por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos 2001.

El director general y los directivos relevantes deben enfocar sus actividades a incrementar el valor de la Compañía. El director general y los directivos serán responsables de los daños y perjuicios causados a la Compañía o, en su caso, a sus subsidiarias, cuando: (1) favorezcan a sabiendas a un determinado accionista o grupo de accionistas; (2) aprueben la celebración de operaciones entre la Compañía o sus subsidiarias con personas relacionadas, sin ajustarse a los requisitos de revelación aplicables; (3) aprovechen para sí (o aprueben en favor de terceros) el uso o goce del patrimonio de la Compañía o sus subsidiarias, en contravención de las políticas de la Compañía al respecto; (4) hagan uso indebido de información relevante sobre la Compañía o sus subsidiarias que no sea del conocimiento público; y (5) divulguen información a sabiendas de que la misma es falsa o induce a error.

De conformidad con la LMV, el director general y los directivos relevantes deben actuar para beneficio de la Compañía y no de un determinado accionista o grupo de accionistas. Las principales funciones del director general incluyen: (1) la ejecución de las resoluciones adoptadas por la asamblea de accionistas y el consejo de administración; (2) la presentación de las principales estrategias de negocios de la Compañía al consejo de administración para su aprobación; (3) la presentación de propuestas relativas a los sistemas de control interno, a los comités de auditoría y prácticas societarias; (4) la revelación de información relevante al público; y (5) el mantenimiento de sistemas y mecanismos contables y de control interno adecuados. El director general y los directivos relevantes están sujetos al mismo tipo de responsabilidad que los consejeros.

Accionista Principal

La tabla siguiente muestra cierta información respecto de la estructura del capital social de la Compañía al 31 de diciembre de 2013.

Nombre de los accionistas	Número de acciones	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013 (Pesos mexicanos)			Total de capital social (Miles de Dólares)
		Capital social fijo	Capital social variable	Total	
Semco Holdco, S. de R.L. de C. V.	935,913,302	49,900	9,359,083,120	9,359,133,020	\$ 618,752
Sempra Energy Holdings IX, B.V.	10	100	-	100	
Público inversionista	<u>218,110,500</u>	<u>-</u>	<u>2,181,105,008</u>	<u>2,181,105,008</u>	<u>144,197</u>
	<u>1,154,023,812</u>	<u>50,000</u>	<u>11,540,188,128</u>	<u>11,540,238,128</u>	<u>\$ 762,949</u>

Semco Holdco, S. de R.L. de C.V. es una sociedad de responsabilidad limitada de capital variable propiedad de Sempra Energy Holdings, IX B.V., y Sempra Energy Holdings, XI B.V., ambas de nacionalidad holandesa, las cuales son controladas por Sempra Energy, una sociedad controladora estadounidense domiciliada en San Diego, California dedicada al sector energía y listada en el New York Stock Exchange bajo la clave de pizarra "SRE" la cual no se encuentra bajo el control o influencia significativa de persona o entidad alguna, según dichos términos se definen en la LMV.

Con posterioridad a la Oferta Global no se han presentado cambio alguno en el porcentaje de propiedad mantenido por el accionista de control de la Compañía.

d) Estatutos sociales y otros convenios

A continuación se incluye una descripción del capital social de la Compañía y un resumen de las disposiciones más importantes de sus estatutos sociales y la legislación aplicable. Esta descripción no pretende ser exhaustiva y debe leerse en conjunto con los estatutos de la Compañía y la legislación aplicable.

General

La Compañía se constituyó el 2 de abril de 1996 bajo la denominación "Enova de México, S.A. de C.V." El 25 de abril de 2008 se transformó en una sociedad de responsabilidad limitada y modificó su razón social a "Sempra Energy México, S. de R.L. de C.V." El 3 de diciembre de 2008 modificó nuevamente su razón social, para adoptar la de "Sempra México, S. de R.L. de C.V." El 15 de febrero de 2013, la Compañía adoptó la forma de sociedad anónima de capital variable, transformación que surtió efectos el 20 de febrero de 2013. Con fecha 1 de marzo de 2013, la Compañía modificó su denominación a Infraestructura Energética Nova, S.A. de C.V. Mediante resoluciones unánimes de los accionistas de la Compañía de fecha 6 de marzo de 2013, los accionistas de la Compañía aprobaron, entre otros asuntos, la reforma total de sus estatutos sociales para cumplir con los requisitos establecidos por la LMV para las sociedades cuyas acciones se cotizan entre el público, adoptar la modalidad de sociedad anónima bursátil de capital variable y modificar su denominación a "Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V." Los estatutos vigentes de la Compañía se presentaron a la CNBV y la BMV, encontrándose disponibles para consulta en la página de Internet de esta última, www.bmv.com.mx.

La duración de la Compañía es indefinida. La Compañía es una sociedad controladora que realiza todas sus operaciones a través de sus subsidiarias.

En virtud de que la Compañía es una sociedad de capital variable, su capital debe tener una parte mínima fija y puede tener una parte variable. El capital social de la Compañía está representado por acciones ordinarias Serie Única, nominativas, sin expresión de valor nominal. El valor teórico por acción es de MXN\$10.00. Las acciones Clase I y II representan la parte fija y la parte variable del capital social, respectivamente. La parte variable es ilimitada. Las acciones que corresponden a la parte fija son Clase I y las acciones que corresponden a la parte variable son Clase II. Las Acciones de la Compañía son de libre suscripción y, por tanto, pueden ser suscritas y pagadas o adquiridas por inversionistas tanto mexicanos como extranjeros.

Derechos de voto y asambleas de accionistas

Todas las acciones de la Compañía confieren derechos de voto plenos. Cada acción confiere a su titular el derecho a un voto en las asambleas de accionistas.

De conformidad con los estatutos sociales de la Compañía, las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. Son asambleas ordinarias las que se reúnen para tratar cualquier asunto que no esté reservado a la asamblea extraordinaria. La Compañía debe celebrar una asamblea ordinaria cuando menos una vez al año, dentro de los cuatro meses siguientes al cierre de cada ejercicio, con el objeto de aprobar, entre otras cosas, sus estados financieros, el informe del Consejo de Administración sobre dichos estados financieros, el nombramiento de los miembros del consejo y los emolumentos de los consejeros.

Son asambleas extraordinarias las que se reúnen para tratar, entre otros, cualquiera de los siguientes asuntos:

- la prórroga de la duración de la Compañía;
- su disolución voluntaria;
- el aumento o la disminución de su capital social;
- su cambio de objeto o nacionalidad;
- la transformación, fusión o escisión de la Compañía;
- la amortización de acciones o la emisión de acciones preferentes;
- la amortización de acciones con cargo a las utilidades repartibles;
- la emisión de bonos, obligaciones, valores de deuda o capital o cualesquiera otros instrumentos;
- la cancelación de la inscripción de las Acciones de la Compañía en el RNV o en cualquier bolsa de valores en la que se coticen;
- la reforma de los estatutos sociales de la Compañía; y
- cualquier otro asunto que de conformidad con la ley o los estatutos de la Compañía deba ser aprobado por la asamblea general extraordinaria.

Las asambleas de accionistas deben celebrarse en el domicilio social de la Compañía, es decir, en la ciudad de México, Distrito Federal. Las asambleas de accionistas pueden ser convocadas por el presidente del Consejo de Administración, el presidente del comité de auditoría, el presidente del comité de prácticas societarias, el secretario del consejo o un juez competente. Además, cualesquier accionista o grupo de accionistas que represente el 10% del capital en circulación, puede solicitar que el Consejo de Administración, el comisario o el comité de prácticas societarias convoquen una asamblea de accionistas para tratar los asuntos indicados en su petición.

Las convocatorias para las asambleas de accionistas deben publicarse en uno de los periódicos de mayor circulación en la Ciudad de México, Distrito Federal, con cuando menos 15 días naturales de anticipación a la fecha de la asamblea. Las convocatorias deben incluir el lugar, la hora y el orden del día para la asamblea y estar firmadas por quien las haga. La información relativa a los asuntos incluidos en el orden del día debe mantenerse a disposición de los accionistas desde la fecha de publicación de la convocatoria hasta la fecha de la asamblea respectiva.

Para ser admitidos a las asambleas, los accionistas deben presentar la constancia de depósito de sus Acciones en una institución financiera, casa de bolsa o institución de depósito, a más tardar el día anterior a la fecha de la asamblea. Contra la entrega de dichas constancias, la Compañía expedirá un pase de admisión a la asamblea. Los accionistas pueden hacerse representar en las asambleas por uno o varios apoderados que cuenten con poder general o especial para dicho efecto o sean designados a través de los formatos proporcionados para dicho efecto por la Compañía, mismos que estarán disponibles durante el plazo de 15 días anterior a la asamblea.

Quórum

Para que las asambleas ordinarias se consideren legalmente reunidas en virtud de primera convocatoria, deben estar representadas cuando menos la mitad más una de las Acciones en circulación con derecho a voto; y sus resoluciones son válidas si se adoptan por el voto afirmativo de la mayoría de las Acciones representadas en la asamblea. Las asambleas ordinarias que se reúnen en virtud de segunda convocatoria se consideran legalmente instaladas cualquiera que sea el número de Acciones representadas; y sus resoluciones son válidas si se adoptan por el voto afirmativo de la mayoría de dichas Acciones.

Para que las asambleas extraordinarias se consideren legalmente instaladas en virtud de primera convocatoria, deben estar representadas cuando menos el 75% de las Acciones en circulación; y sus resoluciones son válidas si se adoptan por el voto afirmativo de cuando menos la mitad más una de las Acciones en circulación con derecho a voto. Las asambleas extraordinarias

que se reúnen en virtud de segunda o ulterior convocatoria se consideran legalmente instaladas cuando si están representadas cuando menos la mitad más una de las Acciones en circulación; y sus resoluciones son válidas si se adoptan por el voto afirmativo de cuando menos el 50% de las Acciones en circulación con derecho a voto.

Se requerirá el voto favorable de las Acciones con o sin derecho de voto que representen el 95% del capital social para resolver y solicitar a la CNBV la cancelación del registro de las Acciones en el RNV, en los términos que señala la LMV y demás disposiciones aplicables.

Dividendos y distribuciones

Por lo general, durante la asamblea general ordinaria anual el Consejo de Administración presenta los estados financieros auditados de la Compañía por el año anterior, para su aprobación por los accionistas. Una vez aprobados dichos estados financieros, los accionistas determinan la forma en que se aplicará el resultado neto del año. De conformidad con la ley, antes de efectuar cualquier pago de dividendos la Compañía debe separar cuando menos el 5% de sus utilidades anuales para constituir una reserva legal, hasta que el importe de dicha reserva equivalga al 20% de su capital pagado. Además, los accionistas pueden separar otras cantidades para constituir otras reservas, incluyendo una reserva para la adquisición de Acciones propias. El remanente, en su caso, podrá distribuirse en forma de dividendos, siempre y cuando se hayan cubierto previamente las pérdidas de ejercicios anteriores, si las hubiere.

Todas las Acciones en circulación a la fecha de decreto de un dividendo u otra distribución, tienen derecho a participar de dicho dividendo o distribución. Los dividendos en efectivo correspondientes a las Acciones depositadas en Indeval se distribuyen a través de dicha institución. Los dividendos en efectivo correspondientes a las Acciones amparadas por títulos físicos se pagan contra la entrega del cupón correspondiente. Véase la sección “Dividendos y política de dividendos.”

Aumentos y disminuciones del capital

El capital fijo de la Compañía puede aumentarse o disminuirse por resolución de la asamblea general extraordinaria de accionistas, con la consiguiente reforma de sus estatutos sociales. La parte variable del capital puede aumentarse o disminuirse por resolución de la asamblea ordinaria, sin necesidad de reformar los estatutos.

De conformidad con lo dispuesto por la LGSM, los aumentos y disminuciones en las partes tanto fija como variable del capital de la Compañía deben inscribirse en el libro de registro de variaciones de capital mantenido por la misma para dicho efecto. Las actas de las asambleas en las que se apruebe cualquier aumento o disminución del capital fijo deben protocolizarse ante notario e inscribirse en el Registro Público de Comercio. Salvo en ciertos casos excepcionales, la Compañía no puede emitir nuevas Acciones sino hasta que todas las Acciones previamente emitidas estén totalmente pagadas.

Adquisición de Acciones propias

La Compañía puede adquirir sus propias Acciones, sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones y requisitos:

- todas las adquisiciones deben efectuarse a través de la BMV;
- las Acciones deben adquirirse a su precio de mercado, a menos que la CNBV haya autorizado su adquisición mediante oferta pública o subasta;
- las Acciones adquiridas se cargan al capital contable sin necesidad de reducir el capital social, o bien, al capital social de la Compañía; y las Acciones adquiridas se conservan en la tesorería. La adquisición de Acciones propias por la Compañía no requiere el consentimiento de los accionistas;
- la Compañía deberá revelar al público el número de Acciones adquiridas y el precio pagado por las mismas;
- la asamblea general ordinaria anual de accionistas debe determinar el monto que podrá destinarse a la adquisición de Acciones propias durante cada ejercicio;
- la Compañía debe estar al corriente en el pago de cualesquiera instrumentos de deuda emitidos por la misma y que se encuentren inscritos en el RNV;
- toda adquisición de Acciones propias deberá apegarse a lo dispuesto por el artículo 54 de la LMV; y
- la Compañía debe mantener en circulación un número de Acciones suficiente para cumplir con los volúmenes mínimos de operación exigidos por los mercados en los que se coticen dichas Acciones.

En tanto las acciones adquiridas de conformidad con lo anterior pertenezcan a la Compañía, ésta no puede ejercer los derechos patrimoniales o de voto correspondientes a las mismas; y dichas Acciones no se consideran en circulación para efectos de determinar si existe quórum o contar los votos en las asambleas de accionistas que se celebren durante dicho período.

Adquisición de Acciones por parte de las subsidiarias

Las subsidiarias de la Compañía no pueden adquirir directa o indirectamente las Acciones de esta última salvo para efectos de algún plan de opción de compra de Acciones establecido en favor de sus empleados de conformidad con lo dispuesto por la LMV.

Amortización

Sujeto a la aprobación de la asamblea general extraordinaria de accionistas, la Compañía puede amortizar las Acciones representativas de su capital social mediante (1) la disminución de su capital o (2) la aplicación de utilidades acumuladas. En caso de amortización mediante la disminución del capital social, la amortización se lleva a cabo en forma proporcional entre todos los accionistas. Las amortizaciones con utilidades retenidas pueden llevarse a cabo (a) mediante oferta pública de adquisición a través de la BMV, al precio de mercado vigente, (b) en forma proporcional entre todos los accionistas o (c) mediante selección por lote, si la amortización no se efectúa con base en el precio de mercado vigente.

Disolución y liquidación

En caso de disolución de la Compañía, la asamblea general extraordinaria de accionistas nombrará uno o varios liquidadores para que concluyan los asuntos de la misma. Todas las Acciones que se encuentren totalmente pagadas en la fecha de disolución tendrán derecho a participar proporcionalmente en cualquier distribución que se efectúe con motivo de la liquidación.

Inscripción y transmisión de las Acciones

En cumplimiento de lo dispuesto por la LMV y las disposiciones emitidas por la CNBV, la Compañía ha solicitado la inscripción de sus Acciones en el RNV. Las Acciones de la Compañía están amparadas por títulos nominativos que se mantienen depositados en Indeval. Los accionistas únicamente pueden mantener sus Acciones bajo la forma de inscripciones en los registros mantenidos para dicho efecto por las entidades que participan en Indeval. Indeval es el titular oficial de todas las Acciones de la Compañía. Las entidades autorizadas para mantener cuentas en Indeval incluyen a las casas de bolsa, los bancos y otras instituciones financieras mexicanas y extranjeras autorizadas por la CNBV. De conformidad con lo dispuesto por la ley, la Compañía únicamente reconocerá como accionistas y permitirá ejercer los derechos correspondientes a sus Acciones, a quienes se encuentren inscritos como tales en su registro de accionistas y a quienes cuenten con constancias de depósito expedidas por Indeval, acompañadas de las constancias expedidas por los participantes respectivos. Todas las transmisiones de Acciones se efectuarán a través de los registros mantenidos por Indeval.

Derechos del tanto

De conformidad con la ley y los estatutos de la Compañía, salvo en los casos mencionados en el siguiente párrafo, los accionistas gozan de un derecho del tanto para suscribir las nuevas Acciones que se emitan o los aumentos de capital que se decreten. En términos generales, en el supuesto de que la Compañía emita nuevas Acciones todos los accionistas tendrán derecho a suscribir el número de nuevas Acciones que resulte necesario para mantener sus mismos porcentajes de participación accionaria. Los accionistas deben ejercer sus derechos del tanto dentro del plazo establecido para dicho efecto por la asamblea que apruebe la emisión de las Acciones respectivas, que no puede ser inferior a 15 días contados a partir de la fecha de publicación del aviso de aumento de la emisión el Diario Oficial de la Federación y en uno de los periódicos de mayor circulación en la Ciudad de México, Distrito Federal.

De conformidad con la ley, los accionistas no pueden renunciar por adelantado a sus derechos del tanto y dichos derechos no pueden estar amparados por un título negociable en forma independiente del título de Acciones correspondiente. Los accionistas no tienen derechos del tanto respecto de (1) las Acciones emitidas con motivo de una fusión, (2) las Acciones emitidas con motivo de la conversión de valores convertibles emitidos por resolución de la asamblea de accionistas, (3) las Acciones emitidas con motivo de la capitalización de alguna partida del balance general, (4) la colocación de Acciones de tesorería previamente adquiridas por la Compañía a través la BMV, y (5) las Acciones emitidas para su colocación mediante oferta pública en términos del artículo 53 de la LMV, que permite que las emisoras ya inscritas realicen ofertas públicas subsecuentes sin necesidad de ofrecer a sus accionistas el derecho del tanto, si la emisión de las acciones respectivas fue aprobada por la asamblea de accionistas.

Derechos de los accionistas minoritarios

De conformidad con lo dispuesto por la LMV y la LGSM, los estatutos de la Compañía contienen varias disposiciones para proteger a sus accionistas minoritarios. Dichas disposiciones establecen que los accionistas que representen cuando menos el 10% de las Acciones con derecho a voto (incluyendo cualesquiera acciones de voto limitado o restringido) tienen derecho de:

- solicitar que se convoque una asamblea de accionistas;
- solicitar el aplazamiento de la votación sobre cualquier asunto respecto del cual no se consideren suficientemente informados; y
- nombrar y remover a un consejero y su respectivo suplente.

Además, los accionistas que representen cuando menos el 20% del capital social pueden oponerse a cualquier resolución adoptada por la asamblea de accionistas y obtener la suspensión de la ejecución de dicha resolución por un juez competente,

siempre y cuando (1) presenten su demanda dentro de los 15 días siguientes a la clausura de la asamblea respectiva, (2) la resolución impugnada sea violatoria de la ley o los estatutos de la Compañía, (3) dichos accionistas no hayan asistido a la asamblea o, de haber asistido, hayan votado en contra de dicha resolución y (4) otorguen fianza para garantizar el pago de los daños ocasionados a la Compañía como resultado de la suspensión de dicha resolución, en el supuesto de que se dicte sentencia definitiva en contra de la demanda presentada por dichos accionistas. Sin embargo, cabe mencionar que estas disposiciones se han hecho valer en contadas ocasiones y, por tanto, no existe certeza en cuanto a las medidas que adoptaría el tribunal de conocimiento.

Asimismo, los accionistas que representen cuando menos el 5% del capital social pueden demandar la responsabilidad de cualquiera de los consejeros de la Compañía y el pago de los daños o perjuicios sufridos por la misma como resultado de la violación de sus deberes de diligencia o lealtad. La acción para demandar la responsabilidad de los consejeros caduca a los cinco años.

Disposiciones tendientes a evitar los cambios de control

La Compañía ha incluido en sus estatutos sociales disposiciones tendientes a impedir los cambios de control. Generalmente, estas disposiciones establecen umbrales para llevar a cabo una oferta pública de compra obligatoria inferiores a los descritos en “Ofertas Públicas” en la Sección “Información sobre el Mercado de Valores.”

Términos Definidos

Para efectos de estas disposiciones exclusivamente, los siguientes términos tendrán el significado que se señala a continuación:

“acciones” incluye las acciones representativas del capital social de la Compañía, cualquiera que sea su clase o serie, así como cualquier título, valor o instrumento que tenga como subyacente dichas acciones, que confiera algún derecho sobre o sea convertible en dichas acciones, incluyendo los instrumentos financieros derivados.

“Control”, “Controlar” o “Controlada” significa: (i) el ser propietario directa o indirectamente y junto con cualquier Persona Relacionada de la mayoría de las acciones ordinarias, con derecho a voto, representativas del capital social de una sociedad o de títulos o instrumentos que representen dichas acciones; o (ii) la facultad o posibilidad de nombrar, a la mayoría de los miembros del consejo de administración o al administrador de una persona moral, sociedad de inversión, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa u otra forma de asociación económica o mercantil, ya sea directamente o indirectamente a través del ejercicio del derecho de voto que corresponda a las acciones o partes sociales propiedad de una Persona, de cualquier pacto en el sentido de que el derecho de voto que corresponda a acciones o partes sociales propiedad de algún tercero se ejerza en el mismo sentido en el que se ejerza el derecho de voto que corresponda a las acciones o parte sociales propiedad de la Persona citada o de cualquier otra manera; o (iii) la facultad de determinar, directa o indirectamente, las políticas y/o decisiones de la administración u operación de una persona moral, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa o de cualquier otra forma de asociación económica o mercantil.

“Participación del 20%” significa la propiedad o tenencia, individual o conjunta, directa o indirecta a través de cualquier sociedad, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa u otra forma de asociación económica o mercantil, del 20% o más de las acciones ordinarias con derecho a voto.

“Participación del 40%” significa la propiedad o tenencia, individual o conjunta, directa o indirecta a través de cualquier sociedad, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa u otra forma de asociación económica o mercantil, del 40% o más de las acciones ordinarias con derecho a voto.

“Persona Relacionada” significa cualquier persona física o moral, sociedad, sociedad de inversión, fideicomiso o trust o su equivalente, vehículo, entidad, empresa o cualquier otra forma de asociación económica o mercantil, o cualquier pariente por consanguinidad, afinidad o civil hasta el cuarto grado o cualquier cónyuge o concubinario, o cualquiera de las subsidiarias o afiliadas de todos los anteriores, (a) que pertenezca al mismo grupo económico o de intereses que la persona que pretenda adquirir acciones o sea una subsidiaria o una afiliada de esa persona, (b) que actúe o tenga la facultad de actuar de manera concertada con la persona que pretenda adquirir acciones o (c) que tenga la facultad de influir en las inversiones que realice dicha persona.

General

Los estatutos de la Compañía establecen que, sujeto a ciertas excepciones, cualquier persona que, individualmente o en conjunto, con una o varias Personas Relacionadas pretenda adquirir directa o indirectamente por cualquier título acciones o derechos sobre acciones, ya sea en un acto o serie de actos sin límite de tiempo entre sí y no obstante el porcentaje de acciones mantenidas por una persona, individualmente o en conjunto con una o varias Personas Relacionadas con anterioridad a la adquisición, cuya consecuencia sea que su tenencia accionaria en forma individual o en conjunto con la Persona o Personas Relacionadas represente una participación igual o superior al 10% del total de las acciones, deberá (i) previamente obtener el consentimiento por escrito del Consejo de Administración de la Compañía antes de llevar a cabo la operación de que se trate, y (ii) en los casos en que dicha adquisición resulte una Participación del 20%, una Participación del 40% o un cambio de Control en la Sociedad deberá de cumplir con los requisitos adicionales que más adelante se indican.

Cualquier adquisición de acciones sin la autorización requerida o, en contravención de las disposiciones antes citadas, incluyendo cualesquiera adquisiciones por parte de personas que ya tuvieron el carácter de accionistas de la Compañía, no será

inscrita en el registro de acciones de la Compañía. En consecuencia, la persona cuya adquisición de acciones se considere en contravención a estas disposiciones tendientes a impedir los cambios de control previstas en los estatutos sociales de la Compañía no podrán ejercitar los derechos corporativos correspondientes a dichas acciones, incluyendo específicamente el derecho de voto. Adicionalmente, la persona que adquiera acciones en violación de lo previsto en los estatutos sociales, está obligada a enajenar las acciones objeto de la adquisición mediante una o varias operaciones en la BMV, en un plazo que no exceda de 90 días desde la fecha en que se hayan adquirido dichas acciones. Lo anterior, sin perjuicio de los derechos patrimoniales del adquirente mientras no haya enajenado las acciones objeto de adquisición.

Autorizaciones del Consejo de Administración

El posible adquirente deberá obtener la autorización previa del Consejo de Administración antes de realizar cualquiera de las transacciones descritas anteriormente. Para obtener dicha autorización, el posible adquirente deberá presentar al mismo una solicitud que incluya cierta información específica sobre la transacción, el adquirente y el origen de sus recursos. En caso de que el Consejo de Administración no resuelva en sentido negativo o positivo en los plazos y forma establecidos en los estatutos de la Compañía, la solicitud de autorización se entenderá denegada.

Oferta pública de compra obligatoria en ciertas adquisiciones

Si el Consejo de Administración autoriza una adquisición de acciones cuya consecuencia sea la obtención de una Participación del 20% pero menor a una Participación del 40%, no obstante dicha autorización, la persona que pretenda realizar dicha adquisición deberá realizar una oferta pública de compra a un precio en efectivo no inferior al precio que resulte mayor de entre (i) el porcentaje de las acciones que pretenda adquirir, o (ii) 10% de las acciones de la Compañía, siempre que dicha adquisición no implique la obtención de una Participación del 40% o un cambio de Control en la Compañía. En el supuesto en que el Consejo de Administración apruebe una adquisición cuya consecuencia sea la obtención de una participación del 40% o que pueda tener como consecuencia un cambio de Control, no obstante dicha autorización, el adquirente deberá realizar una oferta pública de compra por el 100% de las acciones en circulación, a un precio en efectivo no inferior al precio que resulte más alto de entre (i) el valor contable de la acción según el último estado de resultados trimestral aprobado por el Consejo de Administración, (ii) el precio de cierre más alto en la BMV durante los 365 días anteriores a la fecha de la autorización de la adquisición, o (iii) el precio de compra por acción más alto pagado en cualquier tiempo por dicho adquirente. Además, todos los accionistas deberán pagar el mismo precio de compra por las acciones cotizadas durante la oferta. Las disposiciones contenidas en los estatutos de la Compañía en cuanto a la obligación de realizar oferta pública de compra conforme a lo antes descrito, son más estrictas que las obligaciones previstas en la LMV y en algunos casos difieren de estas últimas. En opinión de la Compañía, las disposiciones contenidas en sus estatutos sociales, que prevalecen sobre las contenidas en la LMV, otorgan una mayor protección a los accionistas minoritarios.

Excepciones

Ciertas operaciones están exceptuadas de la aplicación de las disposiciones tendientes a impedir los cambios de control previstas en los estatutos sociales de la Compañía, incluyendo entre otras, las adquisiciones o transmisiones, directas o indirectas, de acciones por vía sucesoria, por personas que ejerzan el control de la Compañía (incluyendo transmisiones resultantes de un cambio de control de la persona o personas que ejerzan el control de la Compañía), adquisiciones o transmisiones por la Compañía, sus subsidiarias, sus subsidiarias o asociadas, por algún fideicomiso constituido por la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias, o adquisiciones o transmisiones que el Consejo de Administración o la Asamblea de Accionistas exceptué mediante resoluciones adoptadas conforme a los estatutos, entre otras.

Inscripción de reformas a las disposiciones tendientes a evitar un cambio de control

Cualquier modificación a las disposiciones tendientes a evitar los cambios de control contenidas en los estatutos de la Compañía deberán inscribirse el Registro Público de Comercio del domicilio social de la Compañía.

Cancelación de la inscripción de las Acciones en el RNV

En el supuesto de que la Compañía decida cancelar la inscripción de sus Acciones en el RNV, o de que dicha inscripción sea cancelada por la CNBV, los accionistas que ejercen el control de la Compañía estarán obligados a realizar una oferta pública para adquirir la totalidad de las Acciones pertenecientes al resto de los accionistas. En términos de la ley y los estatutos de la Compañía, los accionistas que ejercen el “control” de esta última son aquellos que son titulares de la mayoría de las acciones representativas de su capital, tienen la facultad de determinar el resultado de las votaciones durante las asambleas de accionistas, pueden nombrar o remover a la mayoría de los miembros del Consejo de Administración, gerentes u otros funcionarios equivalentes, o pueden determinar directa o indirectamente el sentido de la administración, las estrategias o las principales políticas de la Compañía.

De conformidad con lo dispuesto por la ley y los estatutos de la Compañía, en el supuesto de que los accionistas que ejercen el control de la Compañía no adquieran la totalidad de las Acciones en circulación a través de la oferta antes citada, estarán obligados a constituir un fideicomiso por un plazo de cuando menos seis meses y a aportar a dicho fideicomiso mismo los fondos necesarios para adquirir todas las Acciones que hayan permanecido en manos del público tras dicha oferta, al mismo precio de compra que las Acciones adquiridas a través de la oferta.

El precio de oferta será el que resulte más alto de entre (1) el precio promedio ponderado de cotización de las acciones de la Compañía en la BMV durante el período de 30 días anterior a la fecha de oferta o (2) el valor en libros de dichas acciones según el último balance trimestral presentado ante la CNBV y la BMV. La cancelación de la inscripción de las acciones de la Compañía a petición de esta última estará sujeta a su aprobación por (a) la CNBV y (b) los titulares de cuando menos el 95% de las Acciones en circulación, reunidos en asamblea extraordinaria.

Otras disposiciones

Capital variable

La Compañía puede emitir Acciones representativas de su capital fijo o de su capital variable. A diferencia de la emisión de acciones representativas de la parte fija del capital, la emisión de acciones representativas de la parte variable no requiere la modificación de los estatutos pero debe ser aprobada por el voto favorable de la mayoría de las Acciones. Cualquier tenedor de Acciones representativas del capital variable que desee ejercer su derecho de retiro de la aportación representada por dichas Acciones, debe dar aviso por escrito de dicha circunstancia a la Compañía. El retiro surtirá efectos al final del ejercicio en curso, si la Compañía recibe dicho aviso dentro de los tres primeros trimestres del año; o al final del siguiente ejercicio, si el aviso se recibe durante el cuarto trimestre.

Pérdida de las acciones

De conformidad con lo exigido por la ley, los estatutos sociales de la Compañía establecen que los accionistas extranjeros se considerarán como mexicanos respecto de las Acciones que adquieran y respecto de los bienes, derechos, concesiones, participaciones e intereses de los que sea titular la Compañía o que deriven de los contratos celebrados por la misma con el gobierno mexicano. Se considerará que los accionistas extranjeros se han obligado a no solicitar la protección de sus gobiernos bajo pena, en caso contrario, de pérdida de sus Acciones en beneficio del gobierno mexicano. La ley exige que esta disposición se incluya en los estatutos de todas las sociedades, a menos que dichos estatutos prohíban la adquisición de acciones por inversionistas extranjeros.

Conflicto de intereses

De conformidad con lo dispuesto por la LGSM los accionistas que en una determinada operación tengan un interés contrario al de la Compañía deberán abstenerse de cualquier deliberación al respecto. El accionista indirecto que viole dicha disposición será responsable de los daños causados a la Compañía si dicha operación no se hubiese aprobado sin su voto.

Derecho de separación

De conformidad con lo dispuesto por la LGSM, en caso de que la asamblea de accionistas apruebe el cambio de objeto o nacionalidad de la Compañía, o la transformación de la misma a otro tipo de sociedad, cualquier accionista que teniendo derecho a voto al respecto haya votado en contra de la resolución respectiva, tendrá derecho a separarse de la Compañía y obtener el reembolso de sus Acciones a su valor en libros de conformidad con los últimos estados financieros aprobados por los accionistas, siempre y cuando ejerza dicho derecho dentro de los 15 días siguientes a la Clausura de la asamblea en la que se haya adoptado dicha resolución.

e) Otras prácticas de gobierno corporativo

Código de Ética

Los valores de IEnova guían nuestra interacción con las entidades gubernamentales y reguladoras, clientes, la comunidad, las empresas y nuestros compañeros de trabajo. Todos los empleados de la Compañía son exhortados al entendimiento y adhesión a los estándares contenidos en el Código de Ética.

El Código de Ética es una guía clara, útil y practica para el cumplimiento ético y legal en nuestro lugar de trabajo. Es una herramienta para la toma de decisiones al describir con detalle las políticas y procedimientos.

Línea de Denuncia 01 800 062 2107

La línea de denuncia es el mecanismo por el cual se pueden reportar conductas inadecuadas que violen nuestro código de ética y que afecten a nuestros colaboradores y la empresa. Es un recurso disponible las 24 horas, los siete días de la semana. La línea de denuncia es anónima, confidencial e independiente a la administración de la compañía.

Estándares de integridad

1. Seguridad
2. Relaciones con los clientes – seguridad pública
3. Un lugar de trabajo sin discriminación ni acoso
4. Violencia en el lugar de trabajo
5. Intimidación en el lugar de trabajo
6. Uso de sustancias ilegales y alcohol
7. Confidencialidad y privacidad
8. Protección al medio ambiente
9. Actividades a favor de la comunidad
10. Anticorrupción y soborno
11. Participación en la política
12. Competencia justa
13. Relaciones gubernamentales
14. Adquisición de bienes y servicios
15. Cumplimiento normativo
16. Regalos y cortesías de negocio
17. Operaciones bursátiles
18. Conflicto de intereses
19. Propiedad intelectual
20. Controles internos del negocio
21. Información financiera
22. Pagos y cobranzas indebidas Activos de la empresa
23. Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero (FCPA)

Sustentabilidad

La sustentabilidad está integrada al modelo de negocio de la compañía como un camino de mejora continua, enfocado a la generación de valor para nuestros grupos de interés desde tres pilares fundamentales: ambiental, social y económico, sobre bases éticas y de gobierno corporativo.

IEnova se ha caracterizado por su compromiso ético para operar en estricto cumplimiento de la regulación y normatividad aplicable, comportamiento que nos ha permitido ganar y mantener la confianza en diversos grupos de interés.

Actualmente estamos trabajando para desarrollar una estrategia que nos permita enfocar las acciones de todas las líneas de negocio, bajo un solo modelo que abarque los tres pilares fundamentales de la sustentabilidad, con el fin de fortalecer las relaciones laborales, el apoyo a las comunidades a las que pertenecemos, la generación de cultura ambiental para cuidar nuestro entorno, el valor de nuestra acción, y la satisfacción de nuestros clientes, entre otras.

Para mayor información de las acciones que estamos realizando en sustentabilidad, es necesario leer nuestro Informe de Sustentabilidad 2013, disponible a partir del 30 de mayo de 2014. www.ienova.com.mx

5. MERCADO DE CAPITALES

a) Estructura accionaria

Partes sociales de IEnova, antes Sempra México

El 16 de agosto de 2012, BV8 y Sempra Energy Holdings XI, B.V. (“BV11”, subsidiaria de Sempra Energy) firmaron un contrato de contribución adicional de participación interCompañías, por el que BV8 decidió hacer una contribución adicional no monetaria en el capital de BV11, consistente en su participación en el capital social en Sempra México. Como resultado de dicha transacción, BV11 es la nueva Controladora de Sempra México.

El 10 de septiembre de 2012, el capital social de Sempra México se incrementó en su parte variable en USD\$480,094 (MXN\$5,861,622,509), mediante la aportación que BV11 tenía en el capital social de Sempra Gasoductos México hasta esa fecha; dicho incremento se integra de USD\$291,152 (MXN\$3,252,367) de partes sociales y de USD\$188,942 (MXN\$2,609,256) de prima en suscripción de acciones, la cual se elimina en la consolidación. Como resultado de dicho aumento de capital social, Sempra México asumió propiedad y control de Sempra Gasoductos México.

Al 31 de diciembre de 2012, el capital social de Sempra México se compone de dos tipos, emitido y en circulación; el capital fijo se compone de MXN\$50,000 y el capital variable de MXN\$9,359,083,119, los cuales son propiedad de BV11 (99.999999%) y BV9 (0.000001%).

En Asamblea General de Socios celebrada el 15 de febrero de 2013, se aprobó el aumento de su capital social en MXN\$1.00, el cual fue suscrito y pagado por BV11, aumentando el valor de su parte social; asimismo, se aprobó el cambio del tipo de sociedad de Sempra México, S. de R. L. de C. V. a una Sociedad Anónima de Capital Variable. En virtud de dichos cambios, se realizó la transformación de las partes sociales por acciones, las cuales se encontraban distribuidas de la siguiente manera:

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.	<u>10</u>	<u>-</u>	<u>10</u>
	<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 MXN\$10.00. 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, BV11 suscribió una ampliación de capital en Semco Holdco S. de R. L. de C. V. (“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”). En la fecha efectiva de la Oferta Global y registro en RNV, Semco adquirió la totalidad de las acciones de BV11, 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 llevo a cabo una Oferta Global de acciones. A través de la Oferta Global, IEnova emitió 189,661,305 acciones a un precio de colocación de MXN\$34.00 pesos por acción, dicha oferta incluía una opción de sobreasignación de hasta 28,449,196 acciones. El monto de esta oferta global fue de USD\$520,707 (MXN\$6,448.4 millones).
- 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 USD\$78,106 (MXN\$967 millones) que correspondían a 28,449,196 acciones al precio de colocación de MXN\$34.00 Pesos por acción.

La emisora no cuenta con la emisión de certificados de participación ordinarios sobre acciones, ni con obligaciones convertibles.

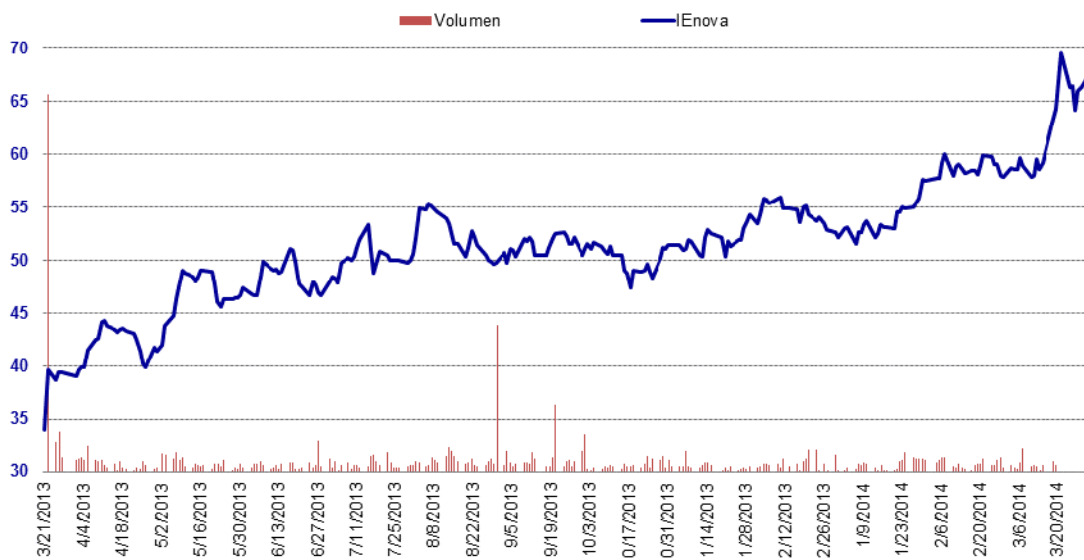
La emisora no cuenta con registro de American Depositary Receipts (ADR) ni acciones listadas en otros mercados.

b) Comportamiento de la acción en el mercado de valores

La siguiente tabla muestra los precios de cierre máximos y mínimos, y el volumen de operación diario promedio para nuestras acciones en la Bolsa Mexicana de Valores para los períodos indicados:

	Precio de Cierre por Acción Ordinaria (En Pesos)		Volumen de Operación Diario Promedio (Miles de Acciones)
	Alto	Bajo	
2013			
2T13	51.08	39.02	1,295
3T13	55.37	47.90	2,078
4T13	56.02	47.40	1,197
1T14	69.60	51.50	1,235

Fuente: Elaboración propia con información de Bloomberg.



A partir del 2 de septiembre de 2013 la acción de IEnova forma parte del IPC de la BMV.

c) Formador de Mercado

El 7 de junio de 2013, la Compañía anunció la celebración de un Contrato de Servicios de Formación de Mercado con Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México).

6. ACTIVOS SUBYACENTES

No aplica

7.- PERSONAS RESPONSABLES



30 de abril de 2014

Carlos Ruiz Sacristán, Arturo Infanzon Favela y Rene Buentello Carbonell, en nuestro carácter de Director General, Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas (Director de Finanzas) y Vicepresidente Abogado General (Director Jurídico) de Infraestructura Energética NOVA, S.A.B. de C.V, respectivamente, y en cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 33, fracción I, inciso (b) de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores emitida por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, les expresamos lo siguiente:

Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad, que en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V, contenida en el presente reporte anual correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Carlos Ruiz Sacristán
Director General

Arturo Infanzón Favela
Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas
(Director de Finanzas)

René Buentello Carbonell
Vicepresidente Abogado General
(Director Jurídico)

P.A. Rodrigo Castana P.
Sub. Director Jurídico.

30 de abril de 2014

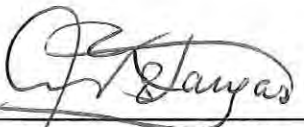
Al Consejo de Administración de
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 33, fracción I, inciso b, numeral 1, subnumeral 1.2 de las disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores, y exclusivamente para efectos de los estados financieros consolidados de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (“IEnova”) y subsidiarias al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y por los años terminados en esas fechas, que se incluyen como anexos en el reporte anual, así como cualquier otra información financiera que se incluya en el reporte anual, cuya fuente provenga de los estados financieros consolidados dictaminados antes mencionados, se emite la siguiente declaración:

“Los suscritos manifiestan bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados de IEnova y subsidiarias por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, que contiene el reporte anual, fueron dictaminados con fecha 15 de abril de 2014 de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, manifiestan que han leído el reporte anual y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en el reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, los suscritos no fuimos contratados, y no realizamos procedimientos adicionales con el objeto de expresar una opinión respecto de la otra información contenida en el reporte anual que no provenga de los estados financieros dictaminados.”



C.P.C. Arturo Vargas Arellano
Representante
Socio de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited



C.P.C. Miguel Angel Andrade Leven
Auditor Externo
Socio de Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S. C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

**Infraestructura Energética Nova,
S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
(Anteriormente Sempra México, S. A. de
C. V. y Subsidiarias)**

Estados financieros consolidados
por los años que terminaron el 31 de
diciembre de 2013 y 2012 y Dictamen
de los auditores independientes del 15
de abril de 2014

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

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias) (la “Compañía”), los cuales comprenden los estados consolidados de posición financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y los estados consolidados de ganancias y pérdidas, ganancias y pérdidas y otros ingresos integrales, de variaciones en el capital contable y de flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la administración en relación con los estados financieros consolidados

La administración de la Compañía es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, y del control interno que la administración de la Compañía considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de errores importantes debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos con base en nuestras auditorías. Hemos llevado a cabo nuestras auditorías de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas exigen que cumplamos los requisitos de ética, así como que planeemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de errores importantes.

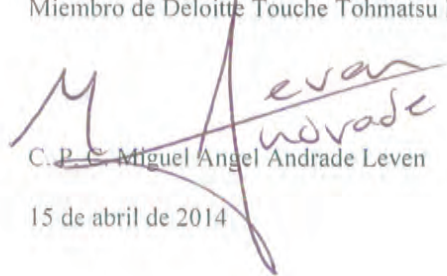
Una auditoría consiste en la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de error importante en los estados financieros consolidados debido a fraude o error. Al efectuar dicha evaluación de riesgo, el auditor considera el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados por parte de la Entidad, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de lo adecuado de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que la evidencia que hemos obtenido en nuestras auditorías proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (anteriormente Semptra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias) al 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como sus resultados y sus flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios terminados en dichas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

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



C. P. C. Miguel Angel Andrade Leven

15 de abril de 2014

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)

Estados consolidados de posición financiera

(En miles de dólares estadounidenses)

Activos	Notas	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012 (Nota 2.3.)
Activos circulantes:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	\$ 103,880	\$ 85,073
Inversiones en valores a corto plazo	4	207,027	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar – Neto	5	64,035	78,968
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	6	24,860	28,946
Impuestos a la utilidad por recuperar	21	15,931	8,840
Inventario de gas natural	7	3,836	9,273
Instrumentos financieros derivados	20	9,188	2,827
Impuesto al Valor Agregado por recuperar		43,914	12,626
Otros activos	9	<u>25,457</u>	<u>10,403</u>
Total de activos circulantes		<u>498,128</u>	<u>236,956</u>
Activos no circulantes:			
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	6	331	416
Instrumentos financieros derivados	20	-	2,330
Arrendamientos financieros por cobrar	8	14,700	14,756
Impuestos a la utilidad diferidos	21	106,227	2,375
Inversiones en negocio conjunto	10	366,288	331,599
Crédito mercantil	11	25,654	25,654
Propiedad, planta y equipo – Neto	12	2,213,837	1,884,739
Bonos de carbono	17	11,584	-
Otros activos	9	<u>5,159</u>	<u>1,893</u>
Total de activos no circulantes		<u>2,743,780</u>	<u>2,263,762</u>
Total de activos		<u>\$ 3,241,908</u>	<u>\$ 2,500,718</u>

Pasivos y capital contable	Notas	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012 (Nota 2.3.)
Pasivos circulantes:			
Cuentas por pagar	13	\$ 49,459	\$ 24,448
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6	3,655	93,455
Impuestos a la utilidad por pagar	21	90,130	18,170
Instrumentos financieros derivados	20	10,705	11,434
Otros pasivos financieros	15	12,853	1,605
Provisiones	18	1,945	2,788
Otros impuestos por pagar		7,815	5,790
Otros pasivos	16	<u>16,527</u>	<u>2,517</u>
Total de pasivos circulantes		<u>193,089</u>	<u>160,207</u>
Pasivos a largo plazo:			
Deuda a largo plazo – Neto	19	394,656	-
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6	38,893	331,803
Impuestos a la utilidad diferidos	21	205,385	170,169
Bonos de carbono	17	11,151	-
Provisiones	18	26,430	34,820
Instrumentos financieros derivados	20	53,208	38,448
Beneficios a los empleados	14	<u>2,684</u>	<u>2,153</u>
Total de pasivos a largo plazo		<u>732,407</u>	<u>577,393</u>
Total de pasivos		<u>925,496</u>	<u>737,600</u>
Capital contable:			
Capital social	22	762,949	618,752
Aportación adicional de capital	22	973,953	536,577
Otras partidas de utilidad integral		(24,273)	(9,604)
Utilidades retenidas		<u>603,783</u>	<u>617,393</u>
Total de capital contable participación controladora		<u>2,316,412</u>	<u>1,763,118</u>
Total de pasivos y capital contable		<u>\$ 3,241,908</u>	<u>\$ 2,500,718</u>

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

**Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)**

Estados consolidados de ganancias y pérdidas

(En miles de dólares estadounidenses, excepto por los montos de acciones)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
		2013	2012
Ingresos	24	\$ 677,836	\$ 607,607
Costo de ingresos		(328,817)	(253,299)
Gastos de administración y otros	26	(99,685)	(76,423)
Depreciación y amortización	29	(61,164)	(61,349)
Ingresos por interés	25	1,372	1,027
Costos financieros	28	(5,035)	(11,346)
Otras ganancias y (pérdidas)	27	<u>6,986</u>	<u>(8,845)</u>
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocio conjunto		191,493	197,372
Gasto por impuestos a la utilidad	21	(83,792)	(40,801)
Participación en las utilidades de negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad	10	<u>34,689</u>	<u>37,444</u>
		<u>(49,103)</u>	<u>(3,357)</u>
Utilidad del año	30	<u>\$ 142,390</u>	<u>\$ 194,015</u>

Todos los resultados provienen de operaciones continuas.

Todas las utilidades son atribuibles a Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. (antes Sempra México, S. A. de C. V.).

Utilidad por acción:

Utilidad por acción básica y diluida	30	\$ 0.13	\$ 0.21
--------------------------------------	----	---------	---------

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

**Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)**

**Estados consolidados de ganancias y pérdidas
y otros ingresos integrales**

(En miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
		2013	2012
Utilidad del año	30	\$ 142,390	\$ 194,015
Otras partidas de utilidad (pérdida) integral:			
Partidas que no serán reclasificadas a resultados:			
Utilidades actuariales en planes de beneficios definidos	14	179	414
Impuestos a la utilidad diferidos relativos a utilidades actuariales en planes de beneficios definidos		(54)	(124)
Total de partidas que no serán reclasificadas a resultados		<u>125</u>	<u>290</u>
Partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados:			
Pérdida en valuación en instrumentos financieros de cobertura		(18,381)	-
Impuesto a la utilidad diferidos relativos a la pérdida de instrumentos financieros de cobertura	21	5,514	-
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		(1,927)	13,650
Total de partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados		<u>(14,794)</u>	<u>13,650</u>
Otras partidas de (pérdida) utilidad del año		<u>(14,669)</u>	<u>13,940</u>
Total de utilidad integral del año		<u>\$ 127,721</u>	<u>\$ 207,955</u>

Todas las utilidades integrales son atribuibles a Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C.V. (antes Sempra México, S. A. de C. V.).

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

**Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)**

Estados consolidados de variaciones en el capital contable

(En miles de dólares estadounidenses)

	Capital social	Aportación adicional de capital	Otras partidas de utilidad integral	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	\$ 524,842	\$ 536,577	\$ (23,544)	\$ 657,388	\$ 1,695,263
Utilidad del año	-	-	-	194,015	194,015
Utilidades actuariales en planes de beneficios definidos – Neto	-	-	290	-	290
Efecto de la conversión de operaciones extranjeras	-	-	13,650	-	13,650
Total de utilidad integral del año	-	-	13,940	194,015	207,955
Capitalización de utilidades retenidas de Sempra Gasoductos Mexico, S. de R. L. de C. V.	93,910	-	-	(93,910)	-
Pago de dividendos (Nota 23)	-	-	-	(140,100)	(140,100)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	618,752	536,577	(9,604)	617,393	1,763,118
Utilidad del año	-	-	-	142,390	142,390
Pérdida en valuación de instrumentos de cobertura – Neto	-	-	(12,867)	-	(12,867)
Utilidades actuariales en planes de beneficios definidos – Neto	-	-	125	-	125
Efecto de la conversión de operaciones extranjeras	-	-	(1,927)	-	(1,927)
Total de utilidad integral del año	-	-	(14,669)	142,390	127,721
Emisión de acciones ordinarias a través de oferta pública inicial – Neto (Nota 22)	144,197	437,376	-	-	581,573
Pago de dividendos (Nota 23)	-	-	-	(156,000)	(156,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	\$ 762,949	\$ 973,953	\$ (24,273)	\$ 603,783	\$ 2,316,412

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)

Estados consolidados de flujos de efectivo

(En miles de dólares estadounidenses)

(Método indirecto)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
		2013	2012
Flujos de efectivo provenientes de actividades de operación			
Utilidad del año	30	\$ 142,390	\$ 194,015
Ajustes por:			
Gasto por impuestos a la utilidad	21	83,792	40,801
Participación en las utilidades de negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad	10	(34,689)	(37,444)
Costos financieros	28	5,035	11,346
Ingresos por interés	25	(1,372)	(1,027)
Pérdida en venta de propiedad, planta y equipo		5,391	561
Pérdida por deterioro reconocida en cuentas por cobrar		9	281
Depreciación de activos no circulantes	24	61,014	61,199
Amortización de activos no circulantes	24	150	150
Pérdida cambiaria, neta		2,303	1,631
Ganancia por valuación de instrumentos financieros derivados		(19,000)	(1,238)
		<u>245,023</u>	<u>270,275</u>
Movimientos en el capital de trabajo:			
Disminución (aumento) en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		19,066	(36,520)
Disminución en inventarios		5,437	1,306
(Aumento) disminución en otros activos		(54,057)	2,028
Aumento (disminución) en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		18,241	(26,591)
(Disminución) aumento en provisiones		(28,512)	513
Aumento (disminución) en otros pasivos		<u>32,219</u>	<u>(2,077)</u>
Efectivo generado de operación		237,417	208,934
Impuestos a la utilidad pagados		<u>(74,657)</u>	<u>(35,502)</u>
Efectivo neto generado en actividades de operación		<u>162,760</u>	<u>173,432</u>
Flujos de efectivo de actividades de inversión:			
Intereses recibidos		-	1,003
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo		(369,672)	(50,278)
Inversiones en valores a corto plazo		<u>(207,027)</u>	<u>-</u>
Efectivo neto (usado) en actividades de inversión	4	<u>(576,699)</u>	<u>(49,275)</u>

		Por el año terminado el 31 de diciembre de	
	Notas	2013	2012
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento			
Intereses pagados		(11,557)	(9,421)
Emisión de acciones ordinarias a través de oferta pública inicial		598,812	-
Costos de emisión de acciones ordinarias		(24,627)	-
Flujos procedentes de préstamos de partes relacionadas		12,383	209,013
Préstamos otorgados a partes relacionadas		(100)	-
Pagos de préstamos a partes relacionadas		(388,042)	(128,699)
Flujos por emisión de deuda a largo plazo		408,278	-
Costos de emisión de deuda a largo plazo		(3,003)	-
Dividendos pagados	23	<u>(156,000)</u>	<u>(140,100)</u>
Efectivo neto generado (utilizado) en actividades de financiamiento		<u>436,144</u>	<u>(69,207)</u>
Incremento neto en efectivo y equivalentes de efectivo		<u>22,205</u>	<u>54,950</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año		85,073	27,364
Efectos por cambios en el valor del efectivo mantenido en moneda extranjera		<u>(3,398)</u>	<u>2,759</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	4	<u><u>\$ 103,880</u></u>	<u><u>\$ 85,073</u></u>

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)

Notas a los estados financieros consolidados

Por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de dólares estadounidenses, excepto en donde se indique lo contrario)

1. Información general, eventos relevantes y actividades

1.1. Información general

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias) (“IEnova”) (en su conjunto, la “Compañía”) son constituidas y con domicilio en México. Su matriz y última controladora es Sempra Energy (“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 36.

1.2. Eventos relevantes

1.2.1. Cambio de denominación social –

Con fecha 15 de febrero de 2013, a través de Asamblea General de Socios, se aprobó el cambio del tipo de sociedad de Sempra México, de una Sociedad de Responsabilidad Limitada de Capital Variable (“S. de R. L. de C. V.”) a una Sociedad Anónima de Capital Variable (“S. A. de C. V.”). Posteriormente, con fecha 1 de marzo de 2013, a través de Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, se aprobó el cambio de denominación de Sempra México, S. A. de C. V. por el de “Infraestructura Energética Nova, S. A. de C. V.”

Por otra parte, conforme lo descrito en la Nota 1.2.3., a través de Resoluciones Unánimes adoptadas fuera de la Asamblea de Accionistas de la Compañía, del 6 de marzo de 2013, se aprobó el cambio de denominación de la sociedad de Infraestructura Energética Nova, S. A. de C. V. para cumplir con las disposiciones de la Ley del Mercado de Valores, a una Sociedad Anónima Bursátil de Capital Variable (“S. A. B. de C. V.”), quedando su denominación social como “Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.”

1.2.2. Emisión de certificados bursátiles –

Con fecha 11 de febrero de 2013, la Compañía recibió autorización de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (“CNBV”), de un programa para la emisión y oferta pública en México de Certificados Bursátiles (“CEBURES”) hasta por un monto de \$12,800 millones de pesos o su equivalente en Unidades de Inversión (“UDIs”), con una vigencia de 5 años.

Con fecha 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó 2 colocaciones públicas de CEBURES conforme al programa descrito anteriormente. La primer colocación fue de \$102 millones (\$1,300 millones de pesos) y la segunda colocación fue por \$306 millones (\$3,900 millones de pesos). Ver más detalles en Nota 19.

Los recursos netos que provenientes de las emisiones de CEBURES, fueron utilizados para el pago de sus pasivos con partes relacionadas en el extranjero y para usos corporativos generales, incluyendo gastos de inversión (desarrollo de los proyectos de nuevos gasoductos) y capital de trabajo.

1.2.3. Oferta pública de capital –

El 21 de marzo de 2013, la Compañía llevó a cabo una Oferta Pública Inicial de acciones (“IPO”, por sus siglas en inglés) en México y una oferta privada de acciones en los mercados internacionales (en su conjunto “la Oferta Global”). A través de la Oferta Global, la Compañía emitió 189,661,305 acciones a un precio de colocación de \$34.00 pesos por acción, dicha oferta incluyó una opción de sobreasignación de hasta 28,449,196 acciones. El monto de esta oferta global fue de \$520,707 (\$6,448.4 millones de pesos).

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 (\$967 millones de pesos) que correspondían a 28,449,196 acciones al precio de colocación de \$34.00 pesos por acción.

Derivado de lo anterior, los recursos totales que la Compañía obtuvo como resultado de la Oferta Global fueron de \$574,185 (\$7,118.4 millones de pesos), netos de costos de emisión por \$24,267 (\$297.3 millones de pesos). Posterior a la Oferta Global de la Compañía, el capital suscrito y pagado de IEnova está representado por un total de 1,154,023,812 acciones.

Los recursos netos provenientes de la Oferta Global se encuentran en inversiones a corto plazo y serán utilizados para fines corporativos generales y para el financiamiento de los planes de inversión y expansión actuales de la Compañía.

1.2.4. Proyectos en desarrollo –

- a. *Proyecto Sonora (“Gasoducto Noroeste”)*. El 25 de abril de 2013, Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. (“GAP”), compañía subsidiaria, celebró un contrato llave en mano con GDI SICIM Pipelines, S. A. de C. V. (“GSP”) en relación al Proyecto Sonora, para la construcción y operación de una red de gasoductos de aproximadamente 505 kilómetros, con la alternativa de extenderlo a 835 kilómetros totales de acuerdo a los contratos de servicio de transporte de gas natural celebrados entre GAP y la Comisión Federal de Electricidad (“CFE”) en octubre de 2012. Ver más detalles en Nota 31.
- b. *Energía Sierra Juárez*. El 17 de mayo de 2013, Energía Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V. (“ESJ”), ESJ Turbinas, S. de R. L. de C. V. (“ESJ Turbinas”) y ESJ Turbinas II, S. de R. L. de C. V. (“ESJ Turbinas II”), subsidiarias de la Compañía, celebraron con Vestas WTG México, S. A. de C. V. (“Vestas”), un Contrato de Suministro y de Garantía de Aerogeneradores para la ejecución de la primera fase del proyecto Energía Sierra Juárez, de aproximadamente 155.1 mega watts (“MW”), de un parque eólico con una capacidad proyectada de hasta 1,200 MW en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California, Mexico. Ver más detalles en Nota 31.
- c. *Los Ramones I*. El 19 de julio de 2013, a través de Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. (“GdC”), negocio conjunto con PEMEX Gas y Petroquímica Básica (“PGPB”) (Ver Nota 10), se celebró un contrato con para la prestación del servicio de transporte de gas natural en firme con PGPB, por un plazo de 25 años y respecto de la totalidad de la capacidad de transporte del gasoducto conocido como “Los Ramones I”.

El proyecto Los Ramones I, es un sistema de transporte de gas natural por ducto de aproximadamente 114 kilómetros de longitud, 48 pulgadas de diámetro y una capacidad de transporte en su etapa final de 2.1 billones de pies cúbicos por día, con una trayectoria que iniciará en la frontera con los Estados Unidos en un punto cercano a la ciudad de Camargo, Tamaulipas y finalizará en Los Ramones, Nuevo León. El sistema de transporte se interconectará en el punto de origen en la frontera con el gasoducto “Agua Dulce-Frontera” y en el punto de destino con el gasoducto de aproximadamente 740 kilómetros de longitud y 42 pulgadas de diámetro conocido como “Los Ramones II”.

- d. *Los Ramones Norte*. El 25 de octubre de 2013, PGPB definió la implementación del Proyecto “Los Ramones II” en dos trayectos denominados *Ramones Norte* y *Ramones Sur*, debido a que declaró desierta la licitación de dicho proyecto el 15 de octubre de 2013.

El desarrollo del trayecto Los Ramones Norte estará a cargo de GdC; el trayecto comprende una inversión de \$1,052 millones aproximadamente, abarca 441 kilómetros de ducto y dos estaciones de compresión, entre Los Ramones I, Nuevo León, y San Luis Potosí.

1.2.5. Reformas hacendaria y energética

- a. *Reforma hacendaria*. El 8 de septiembre de 2013, la Presidencia de la República anunció la iniciativa de Reforma Hacendaria. El 11 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el decreto que reforma, adiciona y abroga diversas disposiciones fiscales y entra en vigor el 1 de enero de 2014; en dicho decreto se abrogan la Ley del Impuesto Empresarial a Tasa Única (“IETU”), y la Ley del Impuesto Sobre la Renta (“ISR”), vigentes hasta el 31 de diciembre de 2013, y se expide una nueva Ley del ISR.

Los principales impactos de dicha reforma para IEnova en sus estados financieros consolidados son:

- *Tasa de ISR*. Anteriormente, la Ley de ISR señalaba una reducción en la tasa impositiva al 28% para 2014 y años futuros. La nueva tasa que fue aprobada es del 30% para 2014 y años futuros.

El impacto en las utilidades del año por este cambio en la tasa son los siguientes:

- En 2013, aproximadamente \$15 millones de gasto por ISR considerando sus impactos en impuestos a la utilidad diferidos.
- Para 2014 y hasta el 2018, se estima un mayor gasto por ISR de aproximadamente \$27 millones durante los cinco años próximos.
- *Consolidación fiscal*. El régimen de consolidación fiscal vigente al 31 de diciembre de 2013 fue sustituido por un nuevo régimen en el que los beneficios fiscales se recuperan en tres años en lugar de cinco años. De acuerdo con esta reforma, con la derogación del régimen de consolidación fiscal existe la obligación de realizar un pago anticipado de aproximadamente \$87 millones en 2014, mismos que son incluidos en la línea de Impuestos a la utilidad por pagar a corto plazo en los estados consolidados de posición financiera.

Adicionalmente, como se menciona en la Nota 34.b. al caer en los supuestos de no consolidación, los efectos de los impuestos por recuperar y por pagar en las subsidiarias, son presentados de forma separada al 31 de diciembre de 2013, en los estados consolidados de posición financiera, considerando que la Compañía ya no mantiene el derecho a compensar dichos saldos ante la autoridad fiscal por no consolidar fiscalmente.

- *ISR sobre dividendos*. En adición se crea un nuevo impuesto sobre dividendos equivalente al 10% sobre dividendos recibidos por residentes en el extranjero.

- b. *Reforma energética.* El 20 de diciembre de 2013 el Presidente de la Republica firmó el decreto de reforma constitucional en materia energética aprobada por el Congreso de la Unión y la mayoría de los congresos estatales. Con el decreto 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. A la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no ha sido promulgada la legislación secundaria que definirá los detalles de la participación privada en los segmentos de negocio mencionados.

La incursión de La Compañía en los nuevos segmentos de negocio abiertos a participación privada a partir de la reforma constitucional en materia energética, dependerán de que los proyectos específicos añadan valor y crecimiento sustanciales a nuestro portafolio, fundamentalmente a través de la obtención de sinergias, y de que se apeguen a su política de selección de proyectos.

1.3. Actividades

La Compañía opera en el sector energético. La Compañía está organizada en dos segmentos operativos, Gas y Electricidad, sobre los cuales informa. Las operaciones identificadas como Corporativo son de la controladora o subcontroladoras. (Ver Nota 24).

El segmento de Gas desarrolla, posee y opera, o tiene participación en, ductos de gas natural y gas licuado de petróleo (“GLP”), almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural y GLP, en los siguientes estados de México, Baja California, Sonora, Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, , Durango, Tamaulipas, Nuevo León y Jalisco. Además posee y opera una unidad de regasificación y almacenamiento de gas natural licuado (“GNL”) en Baja California, México, para la importación de GNL.

El segmento de Electricidad posee y opera una planta termoeléctrica de gas natural que incluye dos turbinas de turbogas y una turbina de vapor, y está desarrollando un proyecto de energía renovable en Baja California, México, utilizando los recursos eólicos para suministrar energía a clientes en los Estados Unidos.

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).

Durante 1996, 1997 y 1999, la Comisión Reguladora de Energía (“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 gasoductos.

En mayo de 2009, la CRE aprobó el tercer plan quinquenal de ECO para la zona 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 2010, la CRE autorizó el ajuste a las tarifas autorizadas para ser aplicadas en el plan de cinco años en relación con las zonas de distribución local de Chihuahua, Chihuahua y La Laguna-Durango. Los planes quinquenales no incluyen compromisos sobre el número mínimo de clientes. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, ECO cuenta con aproximadamente 99,000 y 93,000 clientes, respectivamente.

- b. PE International Canadá, S. de R. L. de C. V. (“PEI”) es una Compañía sub controladora del grupo.
- c. Servicios DGN de Chihuahua, S. A. de C. V. (“SDGN”) se dedica a prestar servicios de administración, de personal y operacionales a otras subsidiarias del grupo.
- d. Gasoducto Rosarito, S. de R. L. de C. V. (“GRO”) se dedica a la transportación de gas natural, sirviendo las necesidades energéticas de Baja California, México. GRO opera el sistema de transporte Gasoducto Baja Norte (“GBN”, algunas veces también identificado como sistema de transporte Baja Este) se compone de tres ductos de gas natural (Rosarito Mainline, LNG Spur y Yuma Lateral) y una estación de compresión de 30,000 Caballos de Fuerza (“HP”, por sus siglas en inglés) situada en Baja California, México. La longitud total del sistema GBN es aproximadamente 302 kilómetros. El sistema inicia en la interconexión con El Paso Natural Gas Co. gasoducto cerca de 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”, parte relacionada). La parte mexicana de la tubería comienza en la interconexión en Algodones con GBN 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 de 225 kilómetros, aproximadamente, y una capacidad de transporte de diseño de 534 millones de pies cúbicos por día (“MMpcd”).

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 y el mercado de Baja California. Este sistema es un gasoducto de 42 pulgadas de diámetro con una longitud de 72 kilómetros, aproximadamente y una capacidad de transporte de diseño de 2,600 MMpcd.

Yuma Lateral: Este sistema fue la última incorporación a la red de gasoductos GBN 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 kilómetros y una capacidad de transporte de diseño de 190 MMpcd.

- e. TGN (también conocido como sistema de Transporte Baja Oeste) se dedica al transporte de gas natural, de acuerdo con un permiso expedido por la CRE, a través de un gasoducto de 45 kilómetros de largo y 30 pulgadas de diámetro, con una capacidad de transporte de diseño de 940 MMpcd. TGN se interconecta con el sistema de gasoductos GBN 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 en Estados Unidos) en el sistema de Otay Mesa Internacional en la frontera y al suroeste con la planta de energía de 600 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 kilómetros del sistema de TGN.
- f. Sempra Gasoductos México, S. de R. L. de C. V. (“Sempra Gasoductos México”) (antes Grupo El Paso, S. de R. L. de C. V.) 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 gas propano, 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. Sempra Gasoductos México fue adquirida por Sempra Energy el 30 de abril de 2010.
- g. Sempra Compresión México, S. de R. L. de C.V. (“SCM”) (antes El Paso Compression Services de México, S. de R. L. de C. V.) se constituyó el 8 de agosto de 2003 como consecuencia de una escisión de El Paso Energy Marketing de México, S. de R. L. de C. V. Se dedica principalmente a la compresión de gas natural utilizando equipos de compresión ubicados en Naco, Sonora.

En 2001, SCM celebró a un acuerdo con PGPB para la prestación de 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 SCM y PGPB.

- h. Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. (“GAP”) (antes El Paso Gas Transmission de México, S. de R. L. de C. V.), subsidiaria de Sempra Gasoductos México, se constituyó el 4 de julio de 2001 y comenzó sus operaciones el 20 de noviembre de 2002. GAP se dedica principalmente a la transportación de gas natural.

El 19 de julio de 2002, GAP obtuvo su permiso de transporte de gas natural de 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 El Paso Energy Marketing de México, S. de R. L. de C. V. (“EPEMM”), una parte relacionada hasta abril de 2010. El gasoducto inicia en la frontera con Arizona, Estados Unidos, y se extiende hasta la central termoeléctrica llamada “Naco-Nogales”, que es propiedad de Fuerza y Energía de Naco-Nogales, S. A. de C. V., ubicada en Agua Prieta, Sonora, México.

Actualmente, GAP está a cargo de la construcción y operación del Proyecto Sonora (Ver Nota 1.2.4, inciso a).

- i. Sempra Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V. (“SGH”) (antes EPGM Gasoductos, S. de R. L. de C. V.) se dedica a la adquisición y suscripción de cualquier tipo de participación en el capital social de cualquier tipo de empresas.

El 30 de abril de 2010, SGH adquirió una participación del 50% de capital con equivalente derecho de voto de GdC, una entidad controlada de forma conjunta con PGPB.

- j. IEnova, S. de R. L. de C. V. (antes Sempra Management, S. de R. L. de C. V.) se dedica a prestar servicios de administración, de personal y operacionales a otras subsidiarias del grupo.

- k. Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V. y subsidiaria (en conjunto “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 e inició operaciones 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 Sempra LNG International, LLC (“SLNGI”, parte relacionada en Estados Unidos), a través de Sempra LNG Marketing México, S. de R. L. de C. V. (“Sempra LNG Marketing México”) por el que SLNGI se compromete a rentar el 50% de la capacidad total de almacenamiento de la terminal de GNL. El acuerdo comenzó en mayo de 2008, después de que la Terminal GNL inició operaciones. En abril de 2009, se asignó el resto de su capacidad de almacenamiento a otros terceros independientes.

- l. Sempra LNG Marketing México provee servicios relativos a la compra-venta de GNL y gas natural. En mayo de 2008, Sempra LNG Marketing México comenzó a operar conjuntamente con ECA. Hasta esa fecha, las actividades de Sempra LNG Marketing México se enfocaron principalmente en la obtención de los permisos necesarios.

En noviembre de 2009, Sempra LNG Marketing México firmó un acuerdo de suministro de gas natural con un SLNGI en donde SLNGI acordó entregar y vender GNL a Sempra LNG Marketing México a partir del momento en que inicie operaciones la Terminal GNL. En consecuencia, Sempra LNG Marketing Mexico realizó un acuerdo de servicios de transportación y almacenamiento para comercializar el GNL.

Posteriormente, con fecha 1 de enero de 2013, SLNGI y Sempra LNG Marketing México celebraron un nuevo contrato para la compraventa, transportación 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 LNG a un punto de entrega común y, por su parte, Sempra LNG Marketing Mexico realizará descargas de LNG del mismo punto para cumplir con sus compromisos de compra.

1.3.2. *Segmento de Electricidad.* Las subsidiarias de la Compañía asignadas a este segmento son:

- a. Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. y subsidiarias (en conjunto “TDM”) se dedican a la generación y venta de electricidad. En agosto de 2001, TDM recibió una resolución favorable de la CRE para generar electricidad para exportación a través de un proyecto de producción de energía independiente.

El 1 de enero de 2013 (con fecha de vigencia efectiva el 1 de enero de 2012), Sempra Generation (“SGEN”) y TDM firmaron un nuevo contrato comercial, por el que 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 despacho a TDM.

- b. Controladora Sierra Juárez, S. de R. L. de C.V. y subsidiarias (en conjunto “ESJ”) están desarrollando el proyecto Energía Sierra Juárez, una planta eólica en Baja California, México desde 2007 y podría producir hasta 1,200 MW de energía eólica renovable cuando se encuentre completamente terminada (referir a Nota 1.2.4. inciso b). Durante abril de 2011, SDG&E firmó un contrato de 20 años para importar más de 156 MW de energía renovable suministrada desde la primera fase del proyecto. La primera fase del proyecto tiene una inversión planeada de \$325 millones, aproximadamente.
- 1.3.3. *Segmento Corporativo* mantiene inversiones en ductos, distribución, regasificación y comercialización de gas natural, así como la generación de energía en México.
- a. IEnova es esencialmente una compañía tenedora que invierte en compañías afiliadas en industrias eléctricas y de gas natural.
 - b. Sempra Servicios Energéticos, S. de R. L. de C. V. (“SSE”) es una compañía tenedora que, principalmente, invierte en compañías afiliadas en industrias eléctricas y de gas natural.

2. Principales políticas contables

2.1. Declaración de cumplimiento

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“IFRSs” 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 han sido preparados sobre la base de costo histórico.

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 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.

2.3. Reclasificaciones

Los estados financieros consolidados por el año que terminó el 31 de diciembre de 2012 han sido reclasificados en los saldos de Impuesto al Valor Agregado por recuperar y Otros impuestos por pagar para conformar su presentación con la utilizada al 31 de diciembre de 2013.

	Aumento (disminución) por las reclasificaciones	Reclasificadas retrospectivamente	Originalmente reportadas
Impuesto al valor agregado por recuperar	\$ 12,626	\$ (12,626)	\$ -
Otros activos	10,403	12,626	23,029
Otros por impuestos por pagar	\$ 5,790	\$ (5,790)	\$ -
Otros pasivos	2,517	5,790	8,307

2.4. Consolidación de estados financieros

2.4.1. 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:

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

Cuando es necesario, se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para adaptar sus políticas contables a las utilizadas por 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 de 2013, se muestra a continuación:

Compañía	Porcentaje de participación
<i>Segmento de Gas:</i>	
Ecogas México, S. de R. L. de C. V. ("ECO")	100.00
PE International Canadá, S. de R. L. de C. V. ("PEI")	98.99
Servicios DGN de Chihuahua, S. A. de C. V. ("SDGN")	100.00
Gasoducto Rosarito, S. de R. L. de C. V. ("GRO")	100.00
Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R. L. de C. V. ("TGN")	100.00
Sempra Gasoductos México, S. de R. L. de C. V. ("Sempra Gasoductos México")	100.00
Sempra Compresión México, S. de R. L. de C. V. ("SCM")	100.00
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. ("GAP")	100.00
Sempra Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V. ("SGH")	100.00
IEnova, S. de R. L. de C. V.	100.00
Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V. y subsidiaria ("ECA")	100.00
Sempra LNG Marketing México, S. de R. L. de C. V. ("Sempra LNG Marketing México")	100.00

Compañía	Porcentaje de participación
<i>Segmento de Electricidad:</i>	
Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. y subsidiarias (“TDM”)	100.00
Controladora Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V. y subsidiarias (“ESJ”)	99.99
<i>Segmento Corporativo:</i>	
Semprea Servicios Energéticos, S. de R. L. de C. V. (“SSE”)	99.87

En Asamblea General Ordinaria de Socios celebrada el 10 de septiembre de 2012 (“fecha de incremento del capital social”), se aumentó el capital social de IEnova en su parte variable con un importe de \$5,861,622,509 pesos mexicanos, mediante la aportación que la Controladora tenía en el capital social de Sempra Gasoductos México hasta esa fecha. Como resultado de dicho aumento de capital social, IEnova asumió propiedad y control de Sempra Gasoductos México.

La contribución de Sempra Gasoductos México no tiene ningún efecto en la posición financiera, resultados de operación ni en los flujos de efectivo, pues la operación se registró de manera retrospectiva, ya que ambas entidades están bajo el control común de Sempra Energy.

2.5. Clasificación de costos y gastos

Se presentan atendiendo a su función debido a que esa es la práctica del sector al que pertenece la Compañía.

2.6. Efectivo y equivalentes de efectivo

Consisten principalmente en depósitos bancarios en cuentas de cheques e inversiones en valores a corto plazo, de gran liquidez, fácilmente convertibles en efectivo, altamente liquidas con vencimientos a tres meses o menos a la fecha de compra, y que están sujetas a cambios inmatrimales en su valor. El efectivo se presenta a valor nominal y los equivalentes se valúan a su valor razonable; las fluctuaciones en su valor y los intereses ganados se reconocen en los estados consolidados de ganancias y pérdidas.

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 o menos a la fecha de compra, que están sujetas a cambios inmatrimales en su valor y que son mantenidas con fines distintos a la operación.

2.8. Inventario 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. 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 de posición financiera consolidados 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 2.14). 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 los beneficios del arrendamiento para el usuario. Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

En el caso de que se reciban los incentivos (por ejemplo, periodos de gracia) de arrendamiento por celebrar 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 tiempo en el que los beneficios económicos del activo arrendado se consumen.

2.10. Inversiones en negocio conjunto

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.

La Compañía reporta sus inversiones en negocio conjunto aplicando el método de participación.

Los resultados y los activos y pasivos del negocio conjunto se incorporan a los estados financieros consolidados utilizando el método de participación, excepto si la inversión 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 negocio conjunto inicialmente se contabiliza en los estados consolidados 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 los resultados integrales del o negocio conjunto. 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, luego de su re-evaluación, se reconoce inmediatamente en los resultados del periodo en el cual la inversión se adquirió.

Los requerimientos de IAS 39, *Instrumentos financieros: reconocimiento y medición*, 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, 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 como activo financiero de conformidad con IAS 39. 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 pérdidas y ganancias y otros resultados integrales 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 pérdidas y ganancias y otros resultados integrales por dicho negocio conjunto se hubiere reclasificado a los estados de pérdidas y ganancias al disponer de los activos o pasivos relativos, la Compañía reclasifica la ganancia o pérdida del capital a los estados de pérdidas y 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 la participación, la Compañía reclasifica a resultados la proporción de la ganancia o pérdida que había sido previamente reconocida en los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales en relación a la reducción de su participación en la inversión si esa utilidad o pérdida se hubieran reclasificado al estado de resultados en la disposición de los activos o pasivos relativos.

El crédito mercantil generado en la adquisición de la inversión de la Compañía en una entidad controlada conjuntamente se reconoce conforme a la política contable de la Compañía respecto al crédito mercantil (ver Nota 2.11) y será incorporada en el método de participación para presentación y pruebas de deterioro posteriores.

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. Crédito mercantil

El crédito mercantil generado en la adquisición de Sempra Gasoductos México por Sempra Energy y posterior aportación a la Compañía (ver nota 2.4.1), ha sido incluido en los estados financieros consolidados, ya que forma parte de la inversión neta de la Compañía en esa entidad y es registrado al costo en la fecha de adquisición.

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.

Cada unidad generadora de efectivo a la que se le ha asignado crédito mercantil se prueba anualmente por deterioro, el 1 de octubre, o con mayor frecuencia cuando existen indicios de que la unidad pueda estar deteriorada. Si el importe 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 de resultados consolidado. Las pérdidas reconocidas por deterioro del crédito mercantil no se revierten en periodos subsecuentes.

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.

2.12. Bonos de carbono

La Compañía registra los bonos de carbono (“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.

2.13. Propiedad, planta y equipo

Propiedad, planta y equipo se presentan en el estado 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 (“ARO”, por sus siglas en inglés) 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.

Propiedad, planta y equipo incluyen gastos mayores de mejoras y reemplazos 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.

Construcción en proceso para fines de producción, suministro o administrativos se registran 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. 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 y plantas, 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 propiedad, 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.

2.14. 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 existe un indicador de que han sufrido alguna pérdida por deterioro. Si existe algún indicio, se calcula el monto recuperable del activo para 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.

Cuando una pérdida por deterioro se revierte posteriormente, el valor en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se aumenta al valor estimado revisado a su monto recuperable, de tal manera que el valor en libros incrementado no excede 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.

2.15. 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 periodo 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. 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.

La Compañía capitaliza las tasas de interés sintéticas obtenidas de la contratación de instrumentos derivados que han sido designados y son efectivos como coberturas contables. Cuando estas coberturas se designan como coberturas de flujos de efectivo, las ganancias y pérdidas reconocidas en otras partidas de utilidad integral se reciclan al estado de ganancias y pérdidas a lo largo de la vida del activo depreciable.

El ingreso que se obtiene por la inversión temporal de fondos de préstamos específicos pendientes de ser utilizados en activos calificables, se reduce 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.

2.16. 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 remediciones, 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 de posición financiera con cargo a crédito que se reconoce en los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales en el periodo en que se incurren. Las remediciones que reconocen los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales se reconocen de otras partidas de utilidad integral y no se reclasifica a resultados. La Compañía presenta los costos por intereses dentro de los costos financieros en los estados consolidados de resultados. 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.

Participación de los Trabajadores en las Utilidades ("PTU"). La PTU se registra en los resultados del año en que se causa y se presenta en el rubro de gastos de administración y otros, en los estados consolidados de ganancias y pérdidas.

La Compañía también ofrece beneficios por indemnización a los empleados que sean despedidos bajo ciertas circunstancias, conforme a ley. Estos beneficios consisten en un pago único de 3 meses de salario más 20 días de salario por cada año de servicio pagadero hasta la terminación involuntaria sin causa justificada. La Compañía registra un pasivo por beneficios por indemnización cuando se produce el suceso que da origen a la obligación, lo cual sucede hasta la terminación laboral como resultado de una decisión de la administración para poner fin al contrato o la decisión del empleado de aceptar una oferta de beneficios a cambio de la terminación laboral.

2.17. 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, se reconoce una cuenta por cobrar como un activo si es virtualmente cierto que se recibirá el reembolso y el monto de la cuenta por cobrar puede ser valuado confiablemente.

2.18. 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 miden inicialmente a su valor razonable. Los costos de 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 a través de resultados) se añaden o deducen 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 o pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

2.18.1. 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

2.18.2. Valor razonable

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

2.19. Activos financieros

Los activos financieros se clasifican dentro de las siguientes categorías: “a valor razonable con cambios a través de resultados”, “inversiones conservadas al vencimiento”, “activos financieros disponibles para su venta” y “préstamos y cuentas por cobrar”. La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y se determina al momento de su reconocimiento inicial.

2.19.1. Activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados

Los activos financieros son clasificados a valor razonable con cambios a través de resultados cuando el activo financiero es mantenido con fines de negociación o es designado como un activo financiero a valor razonable con cambios a través de resultados.

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

- Se compra principalmente con el objetivo de venderlo en un corto plazo; o
- 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
- Es un derivado que no está designado o no 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 valor razonable con cambios a través de resultados si se cumplen ciertas condiciones. La Compañía no ha designado activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados se registran a valor razonable, reconociendo cualquier ganancia o pérdida que surge de su medición posterior en resultados, se incluye cualquier dividendo o interés obtenido del activo financiero y se presenta en el rubro de “Otras (pérdidas) y ganancias” en los estados consolidados de utilidad integral. El valor razonable se determina conforme lo descrito en la Nota 20.

2.19.2. Inversiones conservadas al vencimiento

Las inversiones conservadas al vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y fechas fijas de vencimiento por los cuales la Compañía tiene la intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento. 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.

2.19.3. Préstamos y cuentas por cobrar

Los préstamos, cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo, se clasifican como préstamos y cuentas por cobrar. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a partes relacionadas) 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 cuando el reconocimiento de los intereses no es material.

2.19.4. Deterioro de activos financieros

Los activos financieros distintos a los activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados, se sujetan 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.

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 a clientes, 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 resultados.

2.19.5. Baja de activos financieros

La Compañía deja de reconocer un activo financiero sólo cuando los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo expiran, o cuando sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo son transferidos a otra entidad. Si la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y mantiene el control del activo transferido, la Compañía reconoce su participación en el activo y un pasivo asociado por los montos que pudiera tener que pagar. Si la Compañía retiene sustancialmente 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 con garantía de los ingresos 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 y por recibir y la ganancia o pérdida acumulada que haya sido reconocida en los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales y resultados acumulados se reconocen en resultados.

2.20. Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.20.1. 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.

2.20.2. 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.

2.20.3. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados o como otros pasivos financieros.

2.20.3.1. Pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados

Un pasivo financiero a valor razonable con cambios a través de resultados es un pasivo financiero que se clasifica como mantenido con fines de negociación o se designa como a valor razonable con cambios a través de resultados:

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

- Se adquiere principalmente con el objetivo de recomprarlo en un futuro cercano; o 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
- Es un derivado que no está designado o no es efectivo, como instrumento de cobertura.

Un pasivo financiero que no sea un pasivo financiero mantenido con fines de negociación podría ser designado como un pasivo financiero a valor razonable con cambios a través de resultados al momento del reconocimiento inicial si cumple con ciertas condiciones. La Compañía no ha designado pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados

Los pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados 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 utilidad integral. El valor razonable se determina conforme lo descrito en la Nota 20.

2.20.3.2. Otros pasivos financieros

Otros pasivos financieros (incluyendo préstamos, cuentas por pagar a partes relacionadas, cuentas por pagar y depósitos de clientes) son valuados posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

2.20.3.3. Baja de pasivos financieros

La Compañía da de baja los pasivos financieros si, y solo si, las obligaciones se satisfacen, 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 resultados.

2.21. *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 20 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.

2.21.1. *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 valor razonable con cambios a través de resultados.

2.21.2. *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 la exención de “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.

2.22. *Contabilidad de coberturas*

La Compañía designa ciertos instrumentos de cobertura, los cuales incluyen, derivados, derivados implícitos y no derivados como coberturas.

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.

2.22.1. 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 reconoce en las otras partidas del resultado integral. Las pérdidas y ganancias relativas a la porción no efectiva del instrumento de cobertura, se reconocen inmediatamente en los resultados, y se incluyen en el rubro de “otras (pérdidas) y ganancias”.

Los montos previamente reconocidos en las otras partidas del resultado integral y acumulado 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 de resultados 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 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 acumulada del instrumento de cobertura que haya sido reconocida en el capital se mantendrá en dicho rubro 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, se reclasificará inmediatamente a los resultados.

2.22.2. 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 de ganancias y pérdidas 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 contra ganancias y pérdidas a partir de esa fecha.

2.23. *Impuestos a la utilidad*

El gasto por impuestos a la utilidad representa la suma de los impuestos a la utilidad causados por pagar y el impuesto diferido.

2.23.1. Impuestos causados

El ISR y el IETU se registran en los resultados del año en que se causan. El impuesto causado se determina sobre la utilidad fiscal y en base a los flujos de efectivo de cada año, respectivamente. La utilidad fiscal difiere de la utilidad neta reportada en el estado consolidado de ganancias y pérdidas debido a las partidas de ingresos o gastos gravables o deducibles en otros años, partidas que nunca serán gravables o deducibles y partidas gravables o deducibles que nunca afectarán la utilidad neta. El pasivo de la Compañía por impuestos causados se calcula utilizando las tasas fiscales promulgadas al final del periodo de reporte.

El Impuesto al Activo (“IMPAC”) pagado hasta 2007 que se espera recuperar, se registra como un crédito fiscal y se presenta en el estado consolidado de posición financiera como otros activos.

2.23.2. Impuestos diferidos

Los impuestos diferidos se presentan como una partida a largo plazo y se calculan aplicando la tasa de impuestos sobre las diferencias temporales resultantes de comparar el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros consolidados y las bases fiscales correspondientes e incluyen, en su caso, los beneficios de pérdidas fiscales actualizadas y ciertos créditos fiscales. Los impuestos diferidos derivados de pérdidas fiscales actualizadas, así como de diferencias temporales deducibles, por lo general se reconocen solo en la medida en que es probable que haya utilidades fiscales en ejercicios futuros, contra los que dichas pérdidas fiscales o partidas temporales deducibles puedan utilizarse.

Los pasivos por impuesto diferido se reconocen por diferencias temporales asociadas con inversiones en subsidiarias y asociadas, y por participaciones en negocio conjunto, excepto cuando la Compañía puede controlar la reversión de las diferencias temporales y sea probable que la diferencia temporal no se revierta en un futuro previsible. Los activos por impuestos diferidos que surgen de las diferencias temporales deducibles asociadas con dichas inversiones sólo se reconocen en la medida en que sea probable que habrá suficientes utilidades fiscales contra las que se pueden utilizar los beneficios de las diferencias temporales y se espera que se reviertan en un futuro previsible.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa al final de cada período de reporte y se reduce en la medida que ya no sea probable que suficientes utilidades fiscales estarán disponibles para permitir que la totalidad o parte del activo sea recuperado.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se valúan empleando las tasas fiscales que se espera aplicar en el período en el que el pasivo se liquide o el activo se realice, basándose en las tasas (y leyes) fiscales que hayan sido promulgadas o sustancialmente promulgadas al final del periodo de reporte. 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.

2.23.3. Impuestos causados e impuestos y diferidos del año

Los impuestos causados y diferidos son reconocidos en los resultados, excepto cuando se refieren a partidas que son reconocidas en la utilidad integral o directamente en el capital, en cuyo caso, el impuesto causado y diferido son también reconocidos en otras partidas de la utilidad integral o directamente en el capital, respectivamente.

De acuerdo con la legislación fiscal vigente 2013, las empresas debían pagar el impuesto que resultara mayor entre el ISR y el IETU. En los casos en que se causaba IETU, su pago se consideraba definitivo, no sujeto a recuperación en ejercicios posteriores.

Debido a que, conforme a estimaciones de la Compañía, y bajo el esquema mencionado en el párrafo anterior, el impuesto a pagar en los próximos ejercicios era IETU para ciertas subsidiarias, los impuestos a la utilidad diferidos al 31 de diciembre de 2012 se determinaron sobre la base de dicho impuesto.

Con la derogación de la ley del IETU (referir a Nota 1.2.5., inciso a), al 31 de diciembre de 2013 la Compañía canceló sus impuestos diferidos sobre la base de IETU mediante registro a los resultados del ejercicio 2013.

2.24. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se reconocen en la medida en que sea probable que los beneficios económicos fluyan a la Compañía y los ingresos puedan ser medidos confiablemente. Los ingresos incluyen los importes por cobrar por los bienes y servicios generados en el curso normal del negocio, menos descuentos, devoluciones, impuesto al valor agregado (“IVA”) y otros impuestos relacionados con las ventas.

2.24.1 Venta de energía y gas

Los ingresos procedentes de la venta de energía y gas deben ser reconocidos cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- La Compañía ha transferido al comprador los riesgos y beneficios significativos que se derivan de la propiedad de energía y gas
- El importe de los ingresos pueda determinarse confiablemente.
- Sea probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción; y
- Los costos incurridos, o por incurrir, en relación con la transacción pueden ser determinados confiablemente.

Los siguientes ingresos relacionados con la venta de energía y gas, se registran de acuerdo con la política contable anterior como se describe en más detalle a continuación.

- Las ventas de gas natural y los costos relacionados se reconocen en el momento de la transferencia de título, que coincide con la entrega física del gas natural a los clientes.
- Los ingresos por generación de energía se reconocen cuando se entrega la energía generada.

2.24.2 Prestación de servicios

Los ingresos provenientes de contratos de servicios se reconocen por referencia a la etapa de avance para la terminación del contrato. La etapa de avance para la terminación del contrato se determina de la siguiente manera:

- Los honorarios por servicio incluidos en el precio de los productos vendidos se reconocen por referencia a la proporción del costo total del servicio prestado para el producto vendido; y
- Los ingresos provenientes de contratos se reconocen con base en las tarifas establecidas en la medida en que se incurran las horas de trabajo y los gastos directos.

Los siguientes ingresos relacionados con la prestación de servicios, se registran de acuerdo con la política contable anterior como se describe en más detalle a continuación.

- El almacenamiento y la capacidad de regasificación se reconocen sobre la base de reservas y tarifas de uso de la capacidad de la terminal en virtud de acuerdos y de los contratos del servicio inyección de nitrógeno.

- Los ingresos y gastos relacionados con la actividad de distribución de gas natural se reconocen cuando se prestan los servicios de distribución.
- Los ingresos incluyen las ganancias y pérdidas realizadas netas y el cambio neto en el valor razonable de las ganancias y pérdidas no realizadas sobre contratos de derivados de gas natural.
- Los ingresos y costos relacionados con los servicios administrativos y otros se reconocen cuando se prestan tales servicios de acuerdo con los contratos de servicios relacionados.

2.24.3 Ingresos por interés

Los ingresos por intereses se reconocen cuando es probable que los beneficios económicos fluyan hacia la Compañía y el importe de los ingresos pueda ser valuado confiablemente. Los ingresos por intereses se registran sobre una base periódica, con referencia al capital insoluto y a la tasa de interés efectiva aplicable, la cual es la tasa que exactamente descuenta los flujos de efectivo estimados a recibir a lo largo de la vida esperada del activo financiero y lo iguala con el importe neto en libros del activo financiero en su reconocimiento inicial.

2.24.4 Ingresos por arrendamiento

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

2.25. Transacciones en monedas extranjeras

La moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense (“dólar”), excepto por ECO y SDGN del segmento de Gas, 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 generados excepto por:

- 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;
- 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 otras partidas de utilidad integral 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 otras partidas de la utilidad integral 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 del ejercicio.

3. Juicios contables críticos y fuentes clave de incertidumbres en las estimaciones

En la aplicación de las políticas contables de la Compañía, las cuales se describen en la Nota 2, la Compañía hace juicios, estimaciones y supuestos sobre los valores en libros de los activos y pasivos que no fácilmente están disponibles de otras fuentes. Las estimaciones y supuestos relativos se basan en experiencias y otros factores que se consideran pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de dichas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos subyacentes se revisan periódicamente. Las revisiones a las estimaciones contables se reconocen en el periodo en que se realiza dicha revisión y en periodos futuros si la revisión afecta tanto al periodo actual como a periodos futuros.

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.), hechos 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. Arrendamiento financiero de la estación de compresión de gas natural

La Compañía tiene un contrato a largo plazo de compresión de gas natural con PGPB. El contrato otorga a PGPB el derecho a utilizar el 100% de la capacidad de la estación de compresión durante 20 años, con opción de prórroga por un período adicional de 5 años, a cambio de pagos por capacidad fija.

La administración ha determinado que el contrato debe contabilizarse como un arrendamiento financiero al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento a la fecha de inicio del acuerdo, el cual asciende a sustancialmente a todo el valor razonable de la estación de compresión a esa fecha. Los detalles del contrato de arrendamiento financiero 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 entidad tiene una posición de mercado dominante o de monopolio que le da un poder de mercado significativo.

Al 31 de diciembre de 2013, 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, pero no existe una orientación equivalente en las IFRS.

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, recientemente, el IASB como parte de su proyecto al respecto, el 30 de enero de 2014, emitió de manera provisional IFRS 14, *Regulatory Deferral Accounts*. Por tal motivo, la Compañía no reconoce activos o pasivos derivados de la regulación de tarifas en sus estados financieros consolidados para ECO y GAP. La administración seguirá monitoreando las deliberaciones futuras del IASB y el IFRS IC 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 provisiona pérdidas por los impactos estimados de diversas cuestiones, situaciones o circunstancias relacionados con resultados inciertos. Para las pérdidas por contingencias, la Compañía registra la pérdida si ha ocurrido un evento en o antes de la fecha del estado consolidado de posición financiera y:

- Existe información disponible a la fecha en que los estados financieros consolidados son emitidos que indica que es probable que la pérdida ha sido incurrida, dada la probabilidad de eventos futuros inciertos; y
- El monto de la pérdida puede ser estimado razonablemente.

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 de la Compañía. 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.

3.2. 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 2.13., la Compañía revisa las vidas útiles estimadas de sus propiedad, planta y equipo al final de cada periodo de reporte. Ver Nota 12.1 para las vidas útiles de propiedad, planta y equipo.

3.2.2. Deterioro de activos de larga duración (propiedad, planta y equipo)

Al final de cada periodo, la Compañía revisa los valores en libros de sus activos tangibles e intangibles a fin de determinar si existen indicios de que estos activos 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 (de haber 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 conjunto 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 sujetan a pruebas para efectos de deterioro al menos cada año, y siempre que exista un indicio de que el activo podría 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 las estimaciones de flujos de efectivo futuros.

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 ganancias y pérdidas, salvo si el activo se registra a un monto revaluado, en cuyo caso se debe considerar la pérdida por deterioro como una disminución de la revaluación. Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía no ha identificado indicios de deterioro en propiedad, planta y equipo.

3.2.3. 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. Las pruebas de deterioro se realizan de forma anual.

3.2.4. 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 del estado consolidado 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 de su sector con calificaciones de crédito similares, medidos por Bloomberg.

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

Como se describe en la Nota 20, 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 20 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.

3.2.6. *Asignación del precio de compra en la adquisición de Sempra Gasoductos México*

La asignación de los ajustes por precio de compra requiere que la mayoría de los activos y pasivos identificables adquiridos o asumidos sean medidos a valor razonable. Por lo tanto, una medición del valor razonable se determina con base en los supuestos que los participantes del mercado usarían en la fijación de precios de los activos adquiridos o pasivos asumidos de la inversión de la Compañía en Sempra Gasoductos México.

3.2.7. *Estimación para cuentas de cobro dudoso*

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 provisiones reconocidas se consideran apropiadas, cambios en las condiciones económicas pueden llevar a cambios en la reserva y, por lo tanto, un impacto en resultados.

3.2.8. *Recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos*

Como se menciona en la Nota 21, la Compañía tiene acumuladas pérdidas fiscales por recuperar, para las cuales se realiza una evaluación de recuperabilidad. El uso de estimaciones y supuestos es particularmente importante en el reconocimiento de activos por impuestos diferidos.

3.2.9. *Base de cálculo de impuestos a la utilidad diferidos*

Hasta 2012, con base en proyecciones financieras, la Compañía identificó que esencialmente pagaría ISR, por lo tanto, la Compañía reconoció ISR diferido. A partir de 2013 se calcula únicamente ISR diferido debido a la abrogación del la Ley del IETU.

4. **Efectivo y equivalentes de efectivo**

El efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo se integra como sigue:

	31/12/13	31/12/12
Efectivo y bancos	\$ 92,333	\$ 56,125
Equivalentes de efectivo	<u>11,547</u>	<u>28,948</u>
	<u>\$ 103,880</u>	<u>\$ 85,073</u>

5. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	31/12/13	31/12/12
Cuentas por cobrar	\$ 49,216	\$ 45,875
Estimación para cuentas de cobro dudoso (a)	<u>(202)</u>	<u>(193)</u>
	49,014	45,682
Otras cuentas por cobrar	<u>15,021</u>	<u>33,286</u>
	<u>\$ 64,035</u>	<u>\$ 78,968</u>

- (a) Para el segmento de Gas, en ECO, la Compañía ha reconocido una estimación de cuentas de cobro dudoso de 80% para todas las cuentas por cobrar entre 180 y 269 días y 100% para todas las cuentas por cobrar a más de 270 días, de acuerdo a su experiencia histórica. 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 la cuenta por cobrar se estima que no será recuperable de acuerdo a un análisis de la recuperabilidad con 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 a clientes, 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 alguna para cuentas incobrables debido a que los montos aún se consideran recuperables.

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

	31/12/13	31/12/12
31-120 días	\$ 18	\$ 10
121-180 días	7	3
181-270 días	<u>4</u>	<u>2</u>
Total	<u>\$ 29</u>	<u>\$ 15</u>
Antigüedad promedio (días)	<u>56</u>	<u>62</u>

5.2. Movimientos de la reserva para cuentas de cobro dudoso

	31/12/13	31/12/12
Saldo al inicio del año	\$ (193)	\$ (474)
Pérdidas por deterioro reconocidas en cuentas por cobrar	(57)	(49)
Montos dados de baja este año como incobrable	47	365
Ganancias y pérdidas por tipo de cambio en moneda extranjera	<u>1</u>	<u>(35)</u>
Saldo al final del año	<u>\$ (202)</u>	<u>\$ (193)</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. La concentración del riesgo de crédito de ECO, es limitada debido a que la base de clientes es grande e independiente. Ver Nota 20.9 para más detalle sobre la administración del riesgo y concentración de crédito.

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

	12/31/13	12/31/12
181-270 días	\$ (16)	\$ (9)
más de 270 días	<u>(186)</u>	<u>(184)</u>
Total	<u>\$ (202)</u>	<u>\$ (193)</u>

6. **Transacciones con partes relacionadas**

Las transacciones y saldos entre la Compañía y sus subsidiarias, las cuales son partes relacionadas de la Compañía, han sido eliminados en consolidación y no se revelan en esta nota. Más adelante se detallan las transacciones entre la Compañía y otras partes relacionadas.

6.1 *Transacciones comerciales*

Durante el año, las entidades de la Compañía realizaron las siguientes transacciones comerciales con partes relacionadas que no son miembros de la Compañía:

	Ingresos	
	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Sempra Generation (“SGEN”)	\$ 168,340	\$ 127,656
SLNGI	90,842	107,754
Sempra International LLC (“Sempra International”)	1,248	-
Sempra Global	434	1,739
Southern California Gas Company (“SoCalGas”)	143	150
Sempra Pipelines and Storage	-	55
Sempra LNG	-	46
	Costo de ingresos y gastos de administración	
	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
SLNGI	\$ 224,195	\$ 195,593
SGEN	31,953	59,072
Sempra U. S. Gas & Power, LLC (“Sempra U. S. Gas & Power”)	7,144	-
Sempra International	6,759	-
Sempra Services Company, S. de R. L. de C. V. (“Sempra Services Company”)	1,745	-
SoCal Gas	1,402	1,137
Sempra Servicios México, S. de R. L. de C. V. (“Sempra Servicios México”)	694	-
Sempra Midstream, Inc. (“Sempra Midstream”)	556	532
Sempra Global	65	358
SDG&E	28	-
Sempra Pipelines and Storage	-	6,015

	Costos financieros	
	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Sempra Oil Trading Suisse (“SOT Suisse”)	\$ 1,494	\$ 2,835
Sempra Chile, S. A. (“Sempra Chile”)	903	7,049
Sempra Energy International Holdings, N. V. (“SEIH”)	350	75
Sempra Global	7	392
SGEN	7	18
Sempra Services Company	1	2

	Ingresos por intereses	
	Por el año terminado el	
	12/31/13	12/31/12
Sempra Servicios México	\$ 3	\$ 24

Los siguientes saldos se encontraban pendientes de cobro y pago, respectivamente por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Saldos por cobrar a partes relacionadas	
	por el año terminado	
	31/12/13	31/12/12
SGEN	\$ 24,741	\$ 28,822
Sempra International	119	-
Sempra Global	<u>-</u>	<u>124</u>
	<u>\$ 24,860</u>	<u>\$ 28,946</u>
	31/12/13	31/12/12
SLNGI	\$ 3,031	\$ 8,011
Sempra Services Company (a)	291	331
Sempra Servicios México	181	668
SoCalGas	106	121
Sempra Midstream	46	-
SEIH (b)	-	83,300
Sempra International	-	822
Sempra Services Company (préstamos a corto plazo)	-	21
Sempra LNG	<u>-</u>	<u>181</u>
	<u>\$ 3,655</u>	<u>\$ 93,455</u>

- (a) Durante 2012 la Compañía recibió préstamos a corto plazo de Sempra Services Company por \$200, los cuales se liquidaron en enero de 2013. El préstamo devengó intereses variables basados en la Tasa de Interés Interbancaria de Londres (“LIBOR”, por sus siglas en inglés) 30 días más 200 pb (tasa promedio anual de 5.168% y 2.23 durante 2013 y 2012 respectivamente).
- (b) Durante 2012 la Compañía recibió préstamos a corto plazo de SEIH por \$86.1 millones, los cuales se liquidaron en su totalidad durante 2013 (referir a Nota 1.2.2.); la Compañía efectuó pagos de principal e intereses de \$85,800 y \$350, respectivamente. El préstamo devengó intereses variables basados en la Tasa LIBOR a 6 meses más 250 pb (tasa promedio anual de 3.12% durante 2013 y 2012).

Las ventas y compras de bienes y servicios con partes relacionadas han sido realizadas de acuerdo con las reglas de precios de transferencia.

Los saldos por cobrar y por pagar no se encuentran garantizados y serán liquidados en efectivo. No hay garantías dadas o recibidas. Ningún gasto ha sido reconocido en el resultado del ejercicio o en los resultados anteriores por cuentas de cobro dudoso de los montos registrados con partes relacionadas.

Dentro de las transacciones comerciales existen gastos por servicios administrativos de afiliadas por, \$8,823 y \$26,725 para 2013 y 2012, respectivamente, los cuales fueron cobrados y pagados, y han sido distribuidos apropiadamente de acuerdo a los costos incurridos por cada departamento de administración relevante.

6.2 *Préstamos otorgados a partes relacionadas*

	31/12/13	31/12/12
Sempra Servicios México	\$ 231	\$ 416
Sempra Services Company	<u>100</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 331</u>	<u>\$ 416</u>

No existen préstamos otorgados al personal clave de administración de la Compañía.

Durante 2012, la Compañía otorgó préstamos a Sempra Servicios México por \$412, con vencimiento el 31 de enero 2013; y devengaron intereses a una tasa de interés variable basado en la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio en México ("TIIE") más 178 puntos base ("pb") (un promedio de 6.57% durante 2013).

6.3 *Préstamos recibidos de partes relacionadas*

	31/12/13	31/12/12
SOT Suisse (a)	\$ 38,460	\$ 91,660
SGEN (b)	433	143
Sempra Chile (c)	-	215,000
Sempra Global (d)	<u>-</u>	<u>25,000</u>
	<u>\$ 38,893</u>	<u>\$ 331,803</u>

- (a) Durante 2013 la Compañía efectuó pagos de capital e intereses por \$53.2 y \$1.9 millones, respectivamente. Asimismo en 2012 la Compañía pagó intereses por \$3.6 millones. Los préstamos vencen en marzo 2017 y devengan intereses variables basados en la AFR del mes anterior a la mitad del periodo anual más 200 pb (tasa promedio anual de 3.27% y 3.04% en 2013 y 2012, respectivamente).
- (b) Durante 2013 y 2012 la Compañía recibió préstamos a largo plazo de SGEN por \$737 y \$21, respectivamente. Durante 2013 y 2012 la Compañía efectuó pagos de principal por \$454 y \$587, respectivamente. Los préstamos vencen el 31 de diciembre de 2027 y devengan intereses variables basados en la Tasa Federal Aplicable en Estados Unidos ("AFR", por sus siglas en inglés) del mes anterior a la mitad del periodo anual más 200 pb (tasa promedio anual de 2.7% en 2013 y 2012).
- (c) Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía recibió un préstamo a largo plazo por parte de Sempra Chile por \$215 millones que devengó intereses por \$903; la Compañía liquidó dicho préstamo e intereses en su totalidad durante 2013 (referir a Nota 1.2.2.). El préstamo devengó un interés variable basado en la Tasa LIBOR a 6 meses más 250 pb (tasa promedio anual de 3.006% durante 2013).

- (d) La Compañía recibió préstamos de Semptra Global durante 2012 por \$122.0 millones. Durante 2013, la Compañía efectuó pagos de principal e intereses por la totalidad del préstamo (referir a Nota 1.2.2.). Durante 2012, efectuó pagos de principal e intereses por \$125.0 millones y \$0.4 millones, respectivamente. Los importes adeudados tenían vencimientos hasta el 15 de diciembre de 2027 y devengaron intereses variables basados en la AFR del mes anterior a la mitad del periodo anual (tasa promedio anual de 0.98% durante 2013).

6.4 *Compensación de personal clave de la gerencia*

Las decisiones de operación y financieras clave fueron realizadas históricamente por la gerencia de la Compañía Controladora. La Compañía ha recibido cargos de las compañías afiliadas de Estados Unidos para distribuir la remuneración de los directivos y ejecutivos clave. Durante 2012, la Compañía comenzó a contratar directamente ciertas posiciones clave de su gerencia; la compensación pagada al personal clave de la gerencia de la Compañía fue de \$3,802 y \$1,830, por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

7. **Inventarios de gas natural**

	31/12/13	31/12/12
Gas natural licuado	\$ <u>3,836</u>	\$ <u>9,273</u>

El valor de los inventarios reconocidos como costo fue de \$230,966 y \$196,682 por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

El valor de los inventarios reconocidos como un gasto fue de \$- y \$(1,779) por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente, debido a reducciones al valor de los inventarios a su valor neto de realización. Reducciones anteriores no han sido reversadas.

8. **Arrendamientos financieros por cobrar**

	31/12/13	31/12/12
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 81	\$ 56
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	<u>14,619</u>	<u>14,700</u>
	<u>\$ 14,700</u>	<u>\$ 14,756</u>

Debido a su poca importancia relativa, la administración de la Compañía decidió presentar los saldos por arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo, dentro de la porción a largo plazo.

8.1. *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.

8.2. Saldos por cobrar por arrendamientos financieros

	Pagos mínimos de arrendamiento		Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
A menos de un año	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 81	\$ 56
A más de un año y no más de 5 años	22,458	22,458	818	1,264
Más de 5 años	<u>39,376</u>	<u>25,869</u>	<u>13,801</u>	<u>13,436</u>
	66,970	53,463	14,700	14,756
Menos: ingresos financieros no devengados	<u>(52,270)</u>	<u>(38,707)</u>	<u>n/a</u>	<u>n/a</u>
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>14,700</u>	<u>14,756</u>	<u>14,700</u>	<u>14,756</u>
	<u>\$ 14,700</u>	<u>\$ 14,756</u>	<u>\$ 14,700</u>	<u>\$ 14,756</u>

No existen valores residuales de los activos arrendados bajo arrendamiento financiero al final del periodo 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 34.48% por 2013 y 2012.

El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre de 2013 no se encuentra ni vencido ni deteriorado.

9. Otros activos

	31/12/13	31/12/12 (Nota 2.3.)
Anticipos otorgados	\$ 7,694	\$ 5,676
Intereses por cobrar	7,286	-
IMPAC por recuperar	5,120	4,261
Bonos de carbón (porción a corto plazo) (Nota 17)	4,778	-
Derechos de interconexión de gasoductos	4,973	1,629
Arrendamiento de terrenos	371	70
Desbalance de gas natural	207	396
Depósitos en garantía	<u>187</u>	<u>264</u>
	<u>\$ 30,616</u>	<u>\$ 12,296</u>
Circulantes	\$ 25,457	\$ 10,403
No circulantes	<u>5,159</u>	<u>1,893</u>
	<u>\$ 30,616</u>	<u>\$ 12,296</u>

10. Inversión en negocio conjunto

Consiste en la participación de la Compañía en el 50% del capital social de GdC en forma conjunta con PGPB. GdC opera dos ductos de gas natural, una estación de compresión de gas natural, un sistema de propano en el norte de México, en los estados de Chihuahua, Tamaulipas y Nuevo León, México; y una estación de almacenamiento en el estado de Jalisco, México. Al 31 de diciembre de 2013, GdC tiene en proceso de construcción los proyectos Los Ramones I y Los Ramones Norte (referirse a Notas 1.2.4., incisos c y d, respectivamente) y Etano (referirse a Nota 31.2., inciso o). GdC no ha habido cambios en el porcentaje de participación accionaria de la Compañía o los derechos de voto en este negocio conjunto desde su adquisición.

Un resumen de los estados financieros consolidados de GdC se presenta a continuación:

	31/12/13	31/12/12
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 98,869	\$ 74,527
Inversiones en valores a corto plazo	12,805	151,766
Otros activos circulantes	<u>47,713</u>	<u>29,343</u>
Activos circulantes	<u>159,387</u>	<u>255,636</u>
Propiedad, planta y equipo	508,023	349,925
Otros activos no circulantes	<u>476</u>	<u>901</u>
Activos no circulantes	<u>508,499</u>	<u>350,826</u>
Total activos	<u>\$ 667,886</u>	<u>\$ 606,462</u>
Pasivos circulantes	<u>\$ 16,345</u>	<u>\$ 20,684</u>
Pasivos no circulantes	<u>48,853</u>	<u>52,467</u>
Total pasivos	<u>65,198</u>	<u>73,151</u>
Total capital contable	<u>\$ 602,688</u>	<u>\$ 533,311</u>
Participación en el capital contable	\$ 301,345	\$ 266,656
Crédito mercantil y activos intangibles con vida útil indefinida	<u>64,943</u>	<u>64,943</u>
Importe registrado como inversión en negocio conjunto	<u>\$ 366,288</u>	<u>\$ 331,599</u>
	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Ingresos	\$ 147,478	\$ 139,196
Gastos	(51,445)	(49,492)
Costos financieros, neto	(396)	(1,337)
Impuestos a la utilidad	<u>(26,260)</u>	<u>(13,479)</u>
Utilidad neta e integral	<u>\$ 69,377</u>	<u>\$ 74,888</u>
Participación en las utilidades de negocio conjunto	<u>\$ 34,689</u>	<u>\$ 37,444</u>

- (a) Con fecha 7 de marzo de 2013, GdC realizó el pago anticipado de su deuda a largo plazo con Export-Import Bank of the United States por aproximadamente \$19 millones.
- (b) El 5 de diciembre de 2013 GdC celebró un contrato de crédito por \$475 millones con BBVA Bancomer, Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA Bancomer y Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ, Ltd., Mizuho Bank y Norddeutsche Landesbank, con el propósito de financiar el proyecto Los Ramones I. El financiamiento, se contrató con un plazo de 13 años, con amortizaciones trimestrales de capital, devengando un interés equivalente a la Tasa LIBOR a 90 días más 200 a 275 bp considerando la fecha de aniversario de contratación del crédito; este financiamiento está garantizado con derechos de cobro de ciertos proyectos de GdC. Las disposiciones de efectivo de este crédito iniciaron a partir 2014.

Asimismo, con fecha 22 de enero de 2014, se contrató un instrumento financiero derivado para cubrir el riesgo de tasa de interés sobre el total del crédito, a una tasa de 2.63%.

11. Crédito mercantil

	31/12/13	31/12/12
Costo	\$ <u>25,654</u>	\$ <u>25,654</u>

No existen pérdidas acumuladas por deterioro.

11.1. Asignación del crédito mercantil a las unidades generadoras de efectivo

Para efectos de evaluación por deterioro, el crédito mercantil ha sido asignado a la unidad generadora de efectivo Sempra Gasoductos México, la cual se incluye en el segmento de Gas.

El importe recuperable de la unidad generadora de efectivo se determina con base a un flujo de efectivo descontado ("FED") a 10 años de los resultados proyectados de Sempra Gasoductos de México. El FED para 2013 y 2012 se calculó con base en un pronóstico a largo plazo del flujo de efectivo sin apalancamiento utilizando una tasa de descuento del 9%, la cual fue la misma tasa de descuento utilizada en la fecha de adquisición.

No hay cambios significativos en las operaciones de Sempra 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.

12. Propiedad, planta y equipo

	31/12/13	31/12/12
<i>Inversión:</i>		
Edificios y plantas	\$ 2,077,478	\$ 2,072,258
Equipo	52,960	43,729
Otros activos	<u>27,032</u>	<u>27,923</u>
	2,157,470	2,143,910
Depreciación y amortización acumulada	<u>(442,043)</u>	<u>(381,890)</u>
Terreno	74,421	74,421
Construcciones en proceso	<u>423,989</u>	<u>48,298</u>
	<u>\$ 2,213,837</u>	<u>\$ 1,884,739</u>

<i>Costo</i>	Terrenos	Edificios y plantas	Equipo	Construcciones en proceso	Otros activos	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	\$ 74,233	\$ 2,047,554	\$ 43,118	\$ 15,900	\$ 22,943	\$ 2,203,748
Adiciones	185	9,349	559	32,398	4,806	47,297
Bajas	-	(553)	(46)	-	(511)	(1,110)
Efecto de conversión	3	11,598	98	-	685	12,384
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	-	<u>4,310</u>	-	-	-	<u>4,310</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	74,421	2,072,258	43,729	48,298	27,923	2,266,629
Adiciones		16,335	11,097	375,848	2,856	406,136
Bajas	-	(613)	(1,855)	-	(3,684)	(6,152)
Efecto de conversión		(931)	(11)	(157)	(63)	(1,162)
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	-	<u>(9,571)</u>	-	-	-	<u>(9,571)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>\$ 74,421</u>	<u>\$ 2,077,478</u>	<u>\$ 52,960</u>	<u>\$ 423,989</u>	<u>\$ 27,032</u>	<u>\$ 2,655,880</u>
<i>Depreciación acumulada</i>	Terrenos	Edificios y Plantas	Equipo	Construcciones en proceso	Otros activos	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	\$ -	\$ (300,691)	\$ (5,002)	\$ -	\$ (12,096)	\$ (317,789)
Baja de activos	-	22	45	-	482	549
Gasto por depreciación	-	(58,046)	(1,052)	-	(2,101)	(61,199)
Efecto de conversión	-	<u>(2,365)</u>	<u>(13)</u>	-	<u>(1,073)</u>	<u>(3,451)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	-	(361,080)	(6,022)	-	(14,788)	(381,890)
Baja de activos	-	41	18	-	702	761
Gasto por depreciación	-	(56,044)	(1,136)	-	(3,833)	(61,013)
Efecto de conversión	-	<u>(481)</u>	<u>63</u>	-	<u>517</u>	<u>99</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>\$ -</u>	<u>\$ (417,564)</u>	<u>\$ (7,077)</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ (17,402)</u>	<u>\$ (442,043)</u>

ECA adquirió 19,452,209 metros cuadrados de terreno, de los cuales 627,614 fueron utilizados para la construcción de la terminal de GNL. El terreno restante se utiliza como zonas de amortiguamiento y acceso conforme a la autorización emitida por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (“SEMARNAT”).

Durante 2013, el saldo de Propiedad, planta y equipo incluye adiciones a construcciones en proceso, relacionadas con los Proyectos Sonora y Energía Sierra Juárez (Ver Nota 1.2.4., incisos a. y b.).

La Compañía capitalizó costos financieros sobre los activos calificables por \$12,811 y \$76 para los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

12.1. 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	5-45
Sistema de gasoductos para la transportación y distribución de gas natural ¹	34-50
Planta y equipo para la generación de electricidad ¹	37
Red de fibra óptica ¹	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

13. Cuentas por pagar

	31/12/13	31/12/12
Cuentas por pagar	\$ 48,573	\$ 24,388
Otras cuentas por pagar	<u>886</u>	<u>60</u>
	<u>\$ 49,459</u>	<u>\$ 24,448</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.

14. Beneficios a los empleados

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

14.2. 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% y el 100% 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.

14.3. Prima de antigüedad

La Compañía proporciona un plan de 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.

14.3.1. Costos y obligaciones de los beneficios a los empleados

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

	Valuación al	
	31/12/13	31/12/12
Tasas de descuento	8.00%	7.25%
Tasas esperadas de incrementos salariales	4.75%	4.75%
Inflación esperada a largo plazo	3.75%	3.75%
Tipos de cambio	\$ 12.78	\$ 13.01

Los importes reconocidos en los resultados del periodo y en otras partidas del resultado integral, así como los beneficios pagados con respecto a los beneficios a los empleados son los siguientes.

	Año terminado	
	31/12/13	31/12/12
Costo del servicio actual reconocido en gastos de administración y otros	\$ 341	\$ 208
Intereses sobre las obligaciones reconocidos en los gastos financieros	167	113
Utilidades actuariales reconocidas en ORI	179	414
Beneficios pagados reconocidos en gastos de administración y otros	-	(8)

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:

	Año terminado	
	31/12/13	31/12/12
Saldo inicial de obligación por beneficios definidos	\$ 2,153	\$ 1,381
Costo del servicio actual	330	253
(Ingreso) costo por interés	(2)	113
Utilidades actuariales	178	414
Diferencias cambiarias en planes de compañías con moneda funcional peso	52	-
Beneficios pagados	<u>(27)</u>	<u>(8)</u>
Saldo de cierre de obligación por beneficios definidos	<u>\$ 2,684</u>	<u>\$ 2,153</u>

15. Otros pasivos financieros

	31/12/13	12/31/12
Intereses devengados por pagar (a)	\$ 12,218	\$ -
Depósitos de clientes	635	616
Préstamo (b)	<u>-</u>	<u>989</u>
	<u>\$ 12,853</u>	<u>\$ 1,605</u>

- (a) Corresponde a los intereses devengados de la deuda a largo plazo (ver Nota 19).
- (b) El 7 de noviembre de 2011, la Compañía firmó un acuerdo de financiamiento con BP Wind Energy North America, Inc., por una línea de crédito por un monto total de capital de hasta \$1,106. El período de disponibilidad de la línea de crédito fue hasta 31 de enero de 2012. Los intereses se devengan por los importes insolutos de cada uno de los anticipos a la tasa LIBOR a 30 días más 500 pb (tasa promedio anual 5.24% para 2012). Al 31 de diciembre de 2012, se devengaron intereses por \$51 y la Compañía realizó pagos de intereses por \$26. Durante 2013 se liquidó dicho préstamo.

16. Otros pasivos

	31/12/13	31/12/12 (Nota 2.3.)
Salarios y prestaciones por pagar	\$ 8,869	\$ 2,517
Bonos de carbono (porción a corto plazo) (Nota 17)	4,778	-
Otros pasivos a corto plazo	<u>2,880</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 16,527</u>	<u>\$ 2,517</u>

17. Bonos de carbono

En 2013, la Comisión de Recursos del Aire de California (“CARB”, por sus siglas en inglés), estableció el programa “Cap-and-Trade” como una estrategia para reducir las emisiones de gas con efecto invernadero (“GEI”); dicho programa señala la obligación de adquirir bonos de carbono (“carbon allowances”) por el monto equivalente a las emisiones de GEI en el periodo, a través de los mecanismos señalados en dicho programa. Bajo el programa Cap-and-Trade, TDM es una entidad sujeta a esta regulación extraterritorial, ya que a pesar de estar localizada en Baja California, México sus usuarios finales se encuentran en California, Estados Unidos.

Al 31 de diciembre de 2013, el saldo de obligaciones por bonos de carbono en los estados de situación financiera consolidados es \$15,929, el cual se muestra en el pasivo a largo plazo por un monto de \$11,151 y \$4,778 en el pasivo a corto plazo (incluidos en el saldo de Otros pasivos circulantes), los cuales fueron reconocidos con cargo a Costo de ingresos. Asimismo, al 31 de diciembre de 2013, la Compañía tiene \$16,362 reconocidos como activos por adquisiciones realizadas de dichos bonos para cubrir su obligación descrita en el párrafo anterior (\$11,584 como activos no circulantes y \$4,778 como activos circulantes, incluidas en el saldo de Otros activos circulantes).

18. Provisiones

	31/12/13	31/12/12
Obligación por retiro de activos (a)	\$ 26,430	\$ 34,820
Contrato de servicios a largo plazo (b)	-	2,788
Otros	<u>1,945</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 28,375</u>	<u>\$ 37,608</u>
Circulantes	\$ 1,945	\$ 2,788
No circulantes	<u>26,430</u>	<u>34,820</u>
Total de provisiones	<u>\$ 28,375</u>	<u>\$ 37,608</u>

18.1. Conciliación de provisiones

	Obligación por retiro de activos	Otros	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	\$ 28,862	\$ 3,080	\$ 31,942
Incremento gasto financiero	1,906	-	1,906
Reducciones resultantes de re- mediciones o liquidaciones sin costo	-	(327)	(327)
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	4,052	-	4,052
Efecto en cambios de moneda extranjera	<u>-</u>	<u>35</u>	<u>35</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	34,820	2,788	37,608
Provisiones adicionales reconocidas	-	-	-
Incremento gasto financiero	1,432	1,945	3,377
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	-	(2,788)	(2,788)
Reducciones resultantes de re- mediciones o liquidaciones sin costo	-	-	-
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	<u>(9,822)</u>	<u>-</u>	<u>(9,822)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>\$ 26,430</u>	<u>\$ 1,945</u>	<u>\$ 28,375</u>

- (a) Para los activos de larga duración, la Compañía registra ARO al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos sean retirados del servicio, si se tiene una obligación legal y si se puede realizar una estimación razonable de dicha obligación. Adicionalmente, la Compañía registra un pasivo si existe una obligación legal de realizar un retiro de activos y puede ser estimada razonablemente, sin embargo dicha obligación depende de un evento futuro. La Compañía registra el costo estimado de la obligación por retiro durante la vida del activo relacionado depreciando el valor presente de la obligación (medido en el momento de la adquisición del activo) y el incremento de la tasa de descuento utilizada hasta que se liquide el pasivo. Las tasas de descuento utilizadas por la Compañía fueron 4.9798% y 4.1130% al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.
- (b) El saldo de otras provisiones incluye un pasivo derivado de un contrato oneroso que representa el valor presente de las pérdidas futuras que la Compañía espera obtener bajo uno de sus contratos de servicios. Debido a que el activo relacionado está siendo ocupado por debajo de su capacidad, la administración de la Compañía considero como apropiado el enfoque de ingresos (basado en el modelo económico de la Compañía, utilizando el análisis de FED) para determinar el valor de la provisión, ocupando una tasa de descuento del 10%. Los saldos de esta posición al 31 de diciembre de 2012 fueron de \$2,536.

19. Deuda a largo plazo – Neto

	Año terminado	
	31/12/13	31/12/12
CEBURES a tasa fija (a)	\$ 298,245	\$ -
CEBURES a tasa variable (b)	<u>99,415</u>	<u>-</u>
	397,660	-
Costos de emisión de deuda	<u>(3,004)</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 394,656</u>	<u>\$ -</u>

Con fecha 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó 2 colocaciones públicas de CEBURES con las siguientes características:

- (a) La primera colocación fue por \$306,209 (\$3,900 millones de pesos) devengando intereses a una tasa fija del 6.3%, con pagos de intereses semestralmente, hasta su vencimiento en 2023.
- (b) La segunda colocación fue de \$102,070 (\$1,300 millones de pesos) devengando intereses a una tasa de interés variable basada en la TIIE más 30 pb, con pagos de intereses mensualmente, hasta su vencimiento en 2018. La tasa promedio anual al 31 de diciembre de 2013 fue de 4.52%.

Swaps de tipo de cambio y tasa de interés. Con fecha 15 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:

- (a) Para la deuda con vencimiento en 2023, se intercambiò la tasa fija 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 4.1240%.
- (b) Para la deuda con vencimiento en 2018, se intercambiò 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 2.6575%.

La suma del valor del nocional de los swaps es de \$408,279 (\$5,200 millones de pesos).

Estos contratos han sido designados como de cobertura de flujo de efectivo.

20. Instrumentos financieros

20.1. Administración del riesgo de capital

Las decisiones en la administración del riesgo del capital de IEnova son realizadas por los directores y ejecutivos clave de IEnova y de la Controladora. El comité de administración de riesgos de la compañía controladora revisa la estructura de capital de la Compañía en sesiones periódicas. Al 31 de diciembre de 2012, todo el financiamiento para los proyectos mayores de capital se recibió de la compañía controladora y, al 31 de diciembre de 2013, los proyectos se financiaron a través de los recursos obtenidos por la emisión de CEBURES y el IPO (referirse a Notas 1.2.2. y 1.2.3., respectivamente). 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 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 diez por ciento (10%) 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 su terminal de GNL. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la Compañía ha cumplido con los requisitos anteriores.

20.2. Categorías de instrumentos financieros

	31/12/13	31/12/12
Activos financieros:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 103,880	\$ 85,073
Valor razonable con cambios a través de resultados con fines de negociación	216,215	5,157
Préstamos y cuentas por cobrar	89,226	119,720
Arrendamiento financiero	14,700	14,756
Pasivos financieros:		
Valor razonable con cambios a través de resultados con fines de negociación	63,913	49,882
Costo amortizado	499,516	451,311

20.3. 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 el estado 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 y un contrato de swap de tasa de interés. 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.

20.4. 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
- 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.

Al 31 de diciembre de 2012, ECO utilizó derivados de gas natural para administrar el riesgo en el precio del gas natural asociado a los requerimientos de los servicios de carga. El uso de derivados de gas natural está sujeto a ciertas limitaciones impuestas por la política de la Compañía y se ajusta a los planes de administración de riesgos y actividades de negociación que se han presentado y han sido aprobados por los reguladores. Todos los costos o ganancias/pérdidas asociadas con el uso de los derivados de gas natural se consideraron como costos de materias primas. Los costos de las materias primas son generalmente trasladados a los clientes que los consumen. Ningún activo o pasivo se reconoció con respecto a los importes que se transmiten a los clientes en periodos posteriores ya que no existió un derecho o una obligación contractual con los clientes para el reembolso de dichas cantidades.

20.5. Análisis del Valor en riesgo (VaR)

La valuación del riesgo 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% en sus cálculos de VaR. El VaR de un día al 95% refleja la probabilidad de 95% que la pérdida diaria no excederá el VaR reportado.

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

	Año terminado	
	31/12/13	31/12/12
Historia VaR (de un día, 95%)		
Por tipo de riesgo		
Swap de tasa de interés	\$ 4,061	\$ 1,011
Compra y venta de gas natural	<u>31</u>	<u>61</u>
Exposición total VaR	<u>\$ 3,887</u>	<u>\$ 1,064</u>

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%, 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 período 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 20.7.

20.6. 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 está generalmente expuesta a riesgo de precio en insumos, indirectamente a través de sus activos de la terminal de GNL, gasoductos de gas y de 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 base en los índices del mercado, pero también pueden incluir compras y ventas a precio fijo de dichos insumos. Cualquier exposición residual es monitoreada como se describió anteriormente.

20.7. Administración del riesgo cambiario

La Compañía tiene inversiones en entidades cuya moneda funcional no es el dólar, adicionalmente, mantiene saldos en pesos 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 siguientes:

	Activos monetarios	
	31/12/13	31/12/12
Subsidiarias con moneda funcional dólar	\$ 194,573	\$ 27,259
Subsidiarias con moneda funcional peso	34,920	39,473

	Pasivos monetarios	
	31/12/13	31/12/12
Subsidiarias con moneda funcional dólar	\$ 695,450	\$ 13,103
Subsidiarias con moneda funcional peso	38,188	4,059

Para las subsidiarias de la Compañía con moneda funcional dólar, sus saldos en pesos incluyen: cuentas bancarias e inversiones en valores, IVA, ISR, IETU, 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 intercompañías, 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.

	31/12/13	31/12/12	04/15/14
Un dólar	13.0765	13.0101	13.0493

20.7.1. Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

Los saldos de la Compañía descritos en la Nota 20.6. anterior son presentados en pesos 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 y ORI a un aumento y disminución del 10% 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%, 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% 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% frente al peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10% 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% contra el peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10% 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	
	2013	2012	2013	2012
Utilidad o pérdida	\$ 31,874	\$ (901)(i)	\$ -	\$ -
ORI	-	-	(208)	2,254

(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 incrementado durante 2013 y 2012 principalmente debido a pagos de impuestos estimados consolidados.

La sensibilidad en las subsidiarias con moneda funcional peso a la moneda extranjera disminuyó durante 2013 y 2012 principalmente debido a la disminución de los préstamos con afiliadas.

20.8. Administración del riesgo de tasas de interés

En 2005, la Compañía celebró operaciones de derivados para cubrir pagos futuros de intereses asociados a los préstamos pronosticados por \$450 millones de dólares 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 IEnova. En consecuencia, una ganancia de cobertura de flujo de efectivo de \$30 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 2013 y 2012, se mantiene un swap de tasa de interés con un importe nominal de \$159,287 y \$166,948, respectivamente en dólares bajo el cual, IEnova recibe una tasa variable de interés (LIBOR a 3 meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0%. El swap vence el 15 de diciembre de 2027.

La Compañía reconoce el cambio en el valor razonable y las liquidaciones del swap de tasa de interés en el estado consolidado de ganancias y pérdidas en la línea de Otras pérdidas y ganancias.

La información relativa al VaR a un año del swap de tasa de interés se encuentra incluida en la Nota 20.5.

20.8.1. Contrato swap de tasa de interés celebrados por negocio conjunto de la Compañía

El negocio conjunto con PGPB contrató un swap para convertir su deuda a tasa de interés variable, con vencimiento el 15 de octubre de 2013, a una tasa de interés fija. El valor nominal al 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a \$- y \$13,461, respectivamente, el cual, cubre la totalidad del saldo de la deuda con la institución bancaria, y la fecha de vencimiento coincide con la de la deuda. El interés fue registrado en el costo de construcción del gasoducto durante el período de construcción, y como parte de los costos financieros en los estados individuales de resultados del negocio conjunto a partir de la fecha de inicio de operaciones. El valor razonable de los instrumentos derivados se basa en los valores de mercado vigentes a la fecha de los estados financieros consolidados, lo cual afecta la inversión en el negocio conjunto con cargo a resultados del período.

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

20.9. 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
- 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
- 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% 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.

20.9.1. Concentración del riesgo de crédito

GRO y TGN conducen 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 “Standard & Poors” u otro agencia calificadora de crédito en Estados Unidos o en Canadá.

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

TGN ofrece principalmente servicios de transporte a un cliente único. TGN considera que la concentración de riesgo de crédito es mínima ya que su cliente paga en forma mensual, de lo contrario el servicio puede ser suspendido hasta que los adeudos sean cobrados.

Sempra LNG Marketing de México vende gas natural y proporciona servicios de transporte a tres clientes. Sempra LNG Marketing de México considera que, a pesar de existir concentración de riesgo de crédito, su exposición a dicho riesgo es mínima ya que uno de sus clientes es una entidad gubernamental y otro es una parte relacionada. Además, todos los clientes pagan en forma mensual, de lo contrario el servicio puede ser suspendido hasta que los adeudos sean cobrados.

ECA proporciona almacenamiento de GNL y servicios de regasificación a Sempra LNG Marketing México y a otros clientes. ECA considera que, a pesar de existir concentración de riesgo de crédito, su exposición a dicho riesgo es mínima basada en la solvencia de sus clientes.

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

	Segmento	31/12/13	31/12/12
Cliente 1 (parte relacionada en Estados Unidos)	Electricidad	\$ 168,340	\$ 127,656
Cliente 2	Gas	168,963	143,901
Cliente 3 (parte relacionada en Estados Unidos)	Gas	90,842	121,446
Cliente 4	Gas	95,571	95,856
Cliente 5	Gas	-	71,674
Otros *		<u>154,120</u>	<u>47,074</u>
		<u>\$ 677,836</u>	<u>\$ 607,607</u>

*Dentro de Otros, no hay clientes que representen más del 10% de la concentración de ingresos de la Compañía.

Como se menciona arriba, 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 de 2013 y 2012, era de \$157,928 y \$205,052, respectivamente.

20.9.2. Otras mejoras crediticias

La Compañía mantiene cartas de crédito para cubrir sus riesgos de crédito asociados a sus activos financieros derivados con clientes industriales (Nota 20.11.4.), que ascendían a \$27 al 31 de diciembre de 2012.

20.10. Administración del riesgo de liquidez

La responsabilidad final de la administración del riesgo de liquidez corresponde a los directores y ejecutivos clave de IEnova y de la compañía controladora, quienes han establecido un marco de administración del riesgo de liquidez para administrar los requerimientos de financiamiento y liquidez. Al 31 de diciembre de 2012, todo el financiamiento para los proyectos mayores de capital se recibió de la compañía controladora y, al 31 de diciembre de 2013, los proyectos se financiaron a través de los recursos obtenidos por la emisión de CEBURES y el IPO (referirse a Notas 1.2.2. y 1.2.3., respectivamente).

20.10.1 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 períodos 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	1-2 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2013						
No devengan interés		\$ 65,967	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 65,967
Tasa de interés variable de la deuda (ver Nota 19)	4.52	4,526	9,051	9,051	117,176	139,804
Tasa de interés variable del préstamo con GEN	2.70	12	24	24	540	600
Tasa fija de la deuda (ver Nota 19)	6.30	18,906	37,813	37,813	279,106	373,638
Tasa de interés variable del préstamo con SOT Suisse	3.28	1,279	2,558	38,730	-	42,567
		<u>\$ 90,690</u>	<u>\$ 49,446</u>	<u>\$ 85,618</u>	<u>\$ 396,822</u>	<u>\$ 622,576</u>
31 de diciembre de 2012						
No devengan interés		\$ 36,187	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 36,187
Tasa de interés variable del préstamo con Sempra Global	0.89	25,194	-	-	-	25,194
Tasa de interés variable del préstamo con SOT Suisse	2.93	2,723	5,446	94,957	-	103,126
Tasa de interés variable del préstamo con SEIH	3.14	85,840	-	-	-	85,840
Tasa de interés variable del préstamo con Sempra Chile	3.14	6,836	220,993	-	-	227,829
		<u>\$ 156,780</u>	<u>\$ 226,439</u>	<u>\$94,957</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 478,176</u>

La Compañía puede decidir discrecionalmente realizar pagos anticipados de los préstamos intercompañías.

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 2013					
Importes netos:					
- swap de tipo de cambio y tasa de interés	\$ 7,326	\$ 13,896	\$ 2,817	\$ 350	\$ 24,389
- swap de tasa de interés	-	(19,226)	2,943	52,428	36,145
- compra/venta de gas natural	<u>3,379</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3,379</u>
	<u>\$ 10,705</u>	<u>\$ (5,330)</u>	<u>\$ 5,760</u>	<u>\$ 52,778</u>	<u>\$ 63,913</u>
31 de diciembre de 2012					
Importes netos:					
- swap de tasa de interés	\$ 7,666	\$ 13,594	\$ 9,806	\$ 13,444	\$ 44,510
- swap de precios de materias primas	3	-	-	-	3
- compra/venta de gas natural	<u>3,765</u>	<u>3,189</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>6,974</u>
	<u>\$ 11,434</u>	<u>\$ 16,783</u>	<u>\$ 9,806</u>	<u>\$ 13,444</u>	<u>\$ 51,487</u>

20.11. Valor razonable de instrumentos financieros

20.11.1 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.

	31/12/13		31/12/12	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros				
Arrendamiento financiero por cobrar	\$ 14,700	\$ 52,270	\$ 14,756	\$ 51,936
Pasivos financieros				
<i>Pasivos financieros a costo amortizado:</i>				
- Deuda a largo plazo (cotizados en bolsa de valores)	394,656	374,899	-	-
- Préstamos de partes relacionadas (no cotizados en bolsa de valores)	38,893	36,573	415,124	316,715

20.11.2 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 periodo 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.
- La Compañía determina el valor razonable de sus otros pasivos financieros (distintos a la Deuda a largo plazo) 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:

20.11.3 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 la Nota 2.2b. Una medición a valor razonable refleja los supuestos que participantes del mercado utilizarían 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 del valor razonable que jerarquiza 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;
- Nivel 2 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de inputs distintos a los precios cotizados incluidos dentro del Nivel 1, que son observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir como precios) o indirectamente (es decir que derivan de los 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:

	31/12/13	31/12/12
Activos financieros a valor razonable a través de resultados		
Inversiones en valores a corto plazo (Nivel 1)	\$ 207,027	
Activos financieros derivados (Nivel 2)	\$ 9,188	\$ 5,157
Pasivos financieros a valor razonable a través de resultados		
Pasivos financieros derivados (Nivel 2)	\$ 63,913	\$ 49,882

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.

20.11.4 Materias primas y otras posiciones derivadas

El 26 de mayo de 2006, Sempra LNG Marketing de México realizó un acuerdo de compra venta de gas natural con RBS Sempra Commodities LLP (“RBS”), una parte relacionada no consolidada quien más adelante transfirió a partir de agosto de 2012 el contrato con JP Morgan Ventures Energy Corp. (“JPM”) en relación con la venta de activos a JPM, quien a su vez entró en otro acuerdo con TDM para facilitar las transacciones de compra venta entre Sempra LNG Marketing México y TDM. El contrato incluye la nominación y programación mensual de las cantidades de gas natural a ser entregado a TDM por Sempra LNG Marketing de México desde septiembre de 2009 hasta septiembre de 2014, con un valor nominal de 70,000 millones de unidades térmicas británicas (“MMBtus”, por sus siglas en inglés) por día. En el acuerdo entre JPM y TDM, la liquidación se basa en el Índice de Southern California (“Índice SOCAL”). En el acuerdo entre JPM y Sempra LNG Marketing de México, la liquidación se basa en el índice de SOCAL menos un descuento. Estas operaciones se registran como derivados a su valor razonable.

ECO utiliza contratos de futuros (forwards) para administrar el riesgo de precio asociado con las compras futuras de gas natural a nombre de sus clientes: industriales, comerciales y residenciales. Al 31 de diciembre de 2012, los montos nominales de las posiciones abiertas eran de 6,000 MMBtus, Como se menciona en la Nota 20.4, ECO traspasa los efectos de los beneficios de dichas contratos compras futuras a sus clientes. Al 31 de diciembre de 2012, el importe nominal de las posiciones abiertas de los clientes industriales eran de 6,000 MMBtus, los cuales se realizaron durante 2013. No se reconoce un instrumento financiero derivado por la parte de clientes residenciales ya que no hay derechos ni obligaciones contractuales con ellos por las ganancias o pérdidas futuras.

La Compañía reconoce los cambios en el valor razonable y las liquidaciones en el “costo de ingresos” de los estados consolidados de ganancias y pérdidas.

Durante noviembre de 2013, la Compañía contrató un instrumento financiero derivado (zero cost collar con un rango de \$12.80 a \$13.22 pesos mexicanos por dólar) con el objetivo de cubrir la volatilidad de sus obligaciones por impuestos a la utilidad, atribuible a la fluctuación del Peso mexicano en relación al dólar. Los activos y pasivos monetarios de la Compañía, expresados en dólares (moneda funcional) son medidos en Pesos Mexicanos a lo largo del año para efectos fiscales en Mexico. La revaluación de dichos activos y pasivos origina pérdidas y ganancias de moneda extranjera para efectos fiscales en Mexico y afecta el monto de la obligación de pago por impuestos. Al 31 de diciembre de 2013, dicho instrumento financiero no tuvo efecto en el estado consolidado de ganancias y pérdidas debido a que, a la fecha de vencimiento del instrumento, el dólar se encontraba dentro del rango contratado.

21. Impuestos a la utilidad

La Compañía está sujeta al ISR y al IETU hasta 2013.

ISR - La tasa fue 30% para 2013 y 2012 y conforme a la nueva Ley de ISR 2014 continuará al 30% para 2014 y años posteriores. La Compañía causó ISR en forma consolidada hasta 2012 con sus subsidiarias. Como se menciona en la nota 34.b, debido a cambios en la Resolución Miscelánea I.3.2.14, la Compañía perdió su derecho a consolidar fiscalmente de manera retroactiva a partir del 1 de enero de 2013, por lo cual, los efectos fiscales mostrados al 31 de diciembre de 2013 en esta nota, consideran los efectos de dicha desconsolidación.

IETU - A partir de 2014 se abrogó el IETU, por lo tanto, hasta el 31 de diciembre de 2013 se causó este impuesto, tanto para los ingresos como las deducciones y ciertos créditos fiscales con base en flujos de efectivo de cada ejercicio. La tasa fue 17.5%.

Hasta el año 2013, el impuesto a la utilidad causado es el que resulta mayor entre el ISR y el IETU.

Hasta 2012, con base en proyecciones financieras, la Compañía identificó que esencialmente pagará ISR. Por lo tanto, la Compañía reconoce ISR diferido. A partir de 2013 se calcula únicamente ISR diferido debido a la abrogación del IETU.

21.1. Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados

	31/12/13	31/12/12
Impuesto causado:		
Impuesto causado del ejercicio	\$ 50,210	\$ 58,989
Impuesto por desconsolidación por cambio en leyes IETU	21,436	-
	<u>-</u>	<u>75</u>
	<u>71,646</u>	<u>59,064</u>
Impuesto diferido:		
Impuesto diferido del ejercicio	14,789	(18,263)
Cancelación IETU diferido	(2,643)	-
	<u>12,146</u>	<u>(18,263)</u>
Total de impuestos a la utilidad en resultados	<u>\$ 83,792</u>	<u>\$ 40,801</u>

El gasto del año se puede conciliar con la utilidad contable, como sigue:

	31/12/13	31/12/12
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	<u>\$ 191,493</u>	<u>\$ 197,372</u>
Impuestos a la utilidad calculado al 30%	(57,448)	(59,212)
Efectos de fluctuación cambiaria	(6,706)	(6,682)
Efecto de pérdidas fiscales no reconocidas como impuesto a la utilidad diferido activo	5,979	(2,819)
Efectos de ajuste por inflación	(38)	(2,600)
Efecto de tipo de cambio e inflación sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo	11,696	33,951
Ajuste al impuesto diferido atribuible al cambio en leyes	(21,436)	-
Efecto de saldos de impuestos diferidos debido a cambios en la tasa de impuestos las utilidad de 28% a 30% (vigente a partir de 1 de enero de 2014)	(15,463)	-
Otros	<u>(376)</u>	<u>(3,439)</u>
Gasto por impuestos a la utilidad reconocido en los resultados del año	<u>\$ 83,792</u>	<u>\$ 40,801</u>

21.2. Impuestos a la utilidad diferidos reconocidos directamente en el capital social y en otras partidas de utilidad integral

	31/12/13	31/12/12
Reconocidos directamente en capital social:		
Emisión de acciones ordinarias a través de oferta pública inicial	\$ 7,388	\$ -
	<u>7,388</u>	<u>-</u>
Reconocidos directamente en otras partidas de utilidad integral:		
Valuación de instrumentos de cobertura	\$ 5,514	\$ -
	<u>5,514</u>	<u>-</u>
Total impuestos a la utilidad reconocido directamente en el capital social y otras partidas de utilidad integral	<u>\$ 12,902</u>	<u>\$ -</u>

21.3. Activos y pasivos por impuestos a la utilidad diferidos

Los principales conceptos que originan el saldo activo (pasivo) del impuesto a la utilidad diferido presentado en los estados consolidados de posición financiera, son:

	31/12/13	31/12/12
Activo por impuestos a la utilidad diferidos:		
Beneficio de pérdidas fiscales amortizables para recuperar impuestos pagados en periodos anteriores	\$ 54,697	\$ 37,847
Instrumentos financieros	267	12,622
Gastos acumulados y provisiones	24,034	12,225
Efecto de la combinación de Sempra Gasoductos México	1,844	1,942
Beneficios a los empleados	2,392	1,931
Activos derivados de dividendos no distribuidos de la Cuenta de Utilidad Fiscal Neta ("CUFIN")	43,024	610
Inventarios	2,086	(3,055)
Estimación para cuentas de cobro dudoso	236	234
Activo diferido por emisión de acciones	7,388	-
Activo diferido por instrumentos financieros (swap)	5,514	-
Otros	<u>20</u>	<u>963</u>
Total activos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ 141,503	\$ 65,319
Efecto de no consolidación en 2013 (1)	(35,275)	-
Impuestos a la utilidad diferidos activos consolidados	<u>-</u>	<u>(62,944)</u>
Activos por impuestos a la utilidad diferidos	<u>\$ 106,227</u>	<u>\$ 2,375</u>

Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos:

Propiedad, planta y equipo	(227,121)	(204,691)
Pasivo relativo a beneficios por consolidación fiscal		(13,958)
Arrendamientos financieros	(4,410)	(4,433)
Pasivos derivados de dividendos no distribuidos de CUFIN	-	(634)

	31/12/13	31/12/12
Gastos pagados por anticipado	(5,896)	(5,792)
Otros	<u>(3,233)</u>	<u>(3,605)</u>
Total pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ (240,660)	\$ (233,113)
Efecto de no consolidación en 2013 (1)	35,275	-
Impuestos a la utilidad diferidos pasivos consolidados	<u>\$ -</u>	<u>\$ 62,944</u>
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	<u>\$ (205,385)</u>	<u>\$ (170,169)</u>

(1) 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 estado de posición financiera al 31 de diciembre de 2013.

21.4. *Impuestos a la utilidad diferidos en estados de posición financiera consolidados*

El siguiente es el análisis de los activos y pasivos por impuestos a la utilidad diferidos que se presentan en los estados consolidados de situación financiera:

	31/12/13	31/12/12
Activo	\$ 106,227	\$ 2,375
Pasivo	<u>(205,385)</u>	<u>(170,169)</u>
	<u>\$ (99,158)</u>	<u>\$ (167,794)</u>

Debido a que se modificaron las circunstancias consideradas para evaluar la recuperación del beneficio de las pérdidas fiscales por amortizar, en 2013 la valuación del beneficio de las pérdidas fiscales por amortizar por \$735, con crédito (cargo) a los resultados del ejercicio.

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 2013, son:

Año de vencimiento	Pérdidas amortizables	IMPAC recuperable
2014	\$ -	\$ 120
2015	-	120
2016	513	120
2017	5,050	405
2018	15,193	405
2019	11,809	405
2020	6,426	405
2021	72,095	341
2022	16,353	336
2023	54,884	336
2024	-	285
2025	-	285
2026	-	285
	<u>\$ 182,323</u>	<u>\$ 3,848</u>

En la determinación del ISR diferido según incisos anteriores, se incluyeron los efectos de pérdidas

fiscales por amortizar e IMPAC pagado por recuperar, por \$182,323 y \$3,850, respectivamente.

21.5. Impuestos a la utilidad por recuperar y por pagar

	31/12/13	31/12/12
Impuestos a la utilidad por recuperar:		
ISR por recuperar	\$ 15,931	\$ 4,657
IETU	<u> </u>	<u>4,183</u>
	<u>\$ 17,931</u>	<u>\$ 8,840</u>
Impuestos a la utilidad por pagar:		
ISR por pagar	(90,130)	(18,049)
IETU	<u> </u>	<u>(121)</u>
	<u>\$ (90,130)</u>	<u>\$ (18,170)</u>

22. Capital contable

	12/31/13	12/31/12
Capital social	\$ 762,949	\$ 618,752
Aportación adicional de capital	<u>973,953</u>	<u>536,577</u>
	<u>\$ 1,700,902</u>	<u>\$ 1,155,329</u>

22.1. Integración del capital social al 31 de diciembre de 2012

Nombre de los socios	Número de partes	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2012			Total de partes
		Partes sociales fijas	Partes sociales variables	Total	
Sempra Energy Holdings XI, B.V.	1	49,900	9,359,083,119	9,359,133,019	\$ 618,752
Sempra Energy Holdings IX, B.V.	<u>1</u>	<u>100</u>	<u>-</u>	<u>100</u>	<u>-</u>
	<u>2</u>	<u>50,000</u>	<u>9,359,083,119</u>	<u>9,359,133,119</u>	<u>\$ 618,752</u>

El 16 de agosto de 2012, Sempra Energy Holdings VIII, B. V. (“BV8”, subsidiaria de Sempra Energy) y Sempra Energy Holdings XI, B.V. (“BV11”, subsidiaria de Sempra Energy) firmaron un contrato de contribución adicional de participación intercompañías, por el que BV8 decidió hacer una contribución adicional no monetaria en el capital de BV11, consistente en su participación en el capital social en Sempra México. Como resultado de dicha transacción, BV11 es la nueva Controladora de Sempra México.

El 10 de septiembre de 2012, el capital social de Sempra México se incrementó en su parte variable en \$480,094 (\$5,861,622,509 pesos mexicanos), mediante la aportación que BV11 tenía en el capital social de Sempra Gasoductos México hasta esa fecha; dicho incremento se integra de \$291,152 (\$3,252,367 pesos mexicanos) de partes sociales y de \$188,942 (\$2,609,256 pesos mexicanos) de prima en suscripción de acciones, la cual se elimina en la consolidación. Como resultado de dicho aumento de capital social, Sempra México asumió propiedad y control de Sempra Gasoductos México.

Al 31 de diciembre de 2012, el capital social de IEnova se compone de dos tipos, emitido y en circulación; el capital fijo se compone de \$50,000 pesos mexicanos y el capital variable de \$9,359,083,119, pesos mexicanos, los cuales son propiedad de BV11 (99.999999%) y Sempra Energy Holdings IX, B.V. (“BV9”, subsidiaria de Sempra Energy) (0.000001%).

En Asamblea General de Socios celebrada el 15 de febrero de 2013, se aprobó el aumento del capital social de la Compañía en \$1.00 peso mexicano, el cual fue suscrito y pagado por BV11, aumentando el valor de su parte social; asimismo, se aprobó el cambio del tipo de sociedad de Sempra México, S. de R. L. de C. V. a una Sociedad Anónima de Capital Variable (Ver Nota 1.2.1). 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 siguiente manera:

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.	<u>10</u>	<u>-</u>	<u>10</u>
	<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 \$10.00 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, BV11 suscribió una ampliación de capital en Semco Holdco S. de R. L. de C. V. (“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”). En la fecha efectiva de la Oferta Global y registro en RNV, Semco adquirió la totalidad de las acciones de BV11, 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 llevo a cabo una Oferta Global de acciones. A través de la Oferta Global, IEnova emitió 189,661,305 acciones a un precio de colocación de \$34.00 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 (\$6,448.4 millones de pesos).

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 (\$967 millones de pesos) que correspondían a 28,449,196 acciones al precio de colocación de \$34.00 pesos por acción.

Nombre de los accionistas	Número de acciones	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013 (Pesos mexicanos)			Total de capital social (Miles de dólares)
		Capital social fijo	Capital social variable	Total	
Semco Holdco, S. de R.L. de C. V.	935,913,302	49,900	9,359,083,120	9,359,133,020	\$ 618,752
Sempra Energy Holdings IX, B.V.	10	100	-	100	-
Público inversionista	<u>218,110,500</u>	<u>-</u>	<u>2,181,105,008</u>	<u>2,181,105,008</u>	<u>144,197</u>
	<u>1,154,023,812</u>	<u>50,000</u>	<u>11,540,188,128</u>	<u>11,540,238,128</u>	<u>\$ 762,949</u>

23. Dividendos decretados

Durante los 2013 y 2012, a través de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, se aprobaron decreto de dividendos en efectivo, aplicados contra el saldo de CUFIN, por los siguientes montos:

Fecha de Asamblea	Miles de dólares
1 de marzo de 2013	\$ 39,000
7 de octubre de 2013	<u>117,000</u>
	<u>\$ 156,000</u>

Fecha de Asamblea	Miles de dólares
29 de marzo de 2012	\$ 15,100
5 de diciembre de 2012	<u>125,000</u>
	<u>\$ 140,100</u>

23.1. Dividendo por acción

	Centavos por acción por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
IEnova	<u>\$ 0.14</u>	<u>\$ 0.15</u>

24. Información por segmentos

24.1. Productos y servicios de los cuales los segmentos obtienen sus ingresos

La información reportada a la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación 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 reportables por la Compañía bajo IFRS 8, “Segmentos operativos” son descritos y presentados en la Nota 1.3.

Las siguientes tablas muestran información seleccionada por segmento de los estados consolidados de resultados y los estados consolidados de posición financiera.

24.2. Ingresos y resultados por segmento

El siguiente es un análisis de los ingresos y resultados por operaciones continuas por segmento reportable de la Compañía:

	Ingresos por segmentos	
	31/12/13	31/12/12
Gas:		
Ventas a clientes	\$ 416,829	\$ 370,314
Ingresos con partes relacionadas extranjeras	90,985	107,959
Ventas entre segmentos	252,117	169,595
Electricidad:		
Ventas a clientes	168,340	127,656

	31/12/13	31/12/12
Ventas entre segmentos	52,950	5,890
Corporativo:		
Ventas a clientes	1,682	1,678
Ventas entre segmentos	<u>35,854</u>	<u>3,117</u>
	1,018,757	786,209
Ajustes y eliminaciones entre segmentos	<u>(340,921)</u>	<u>(178,602)</u>
Total ingresos por segmentos	<u>\$ 677,836</u>	<u>\$ 607,607</u>

	Utilidad por segmentos	
	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 180,296	\$ 222,568
Electricidad	8,567	6,868
Corporativo	<u>(46,473)</u>	<u>(35,421)</u>
Total utilidad por segmentos	<u>\$ 142,390</u>	<u>\$ 194,015</u>

Las políticas contables de los segmentos reportables son las mismas políticas contables de la Compañía que se describen en la Nota 3. Esta es la medida reportada a la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación para efectos de la asignación de recursos y evaluación de desempeño del segmento.

24.3. Activos y pasivos por segmentos

	31/12/13	31/12/12
Activos por segmentos:		
Gas	\$ 2,413,965	\$ 2,101,378
Electricidad	433,894	360,494
Corporativo	<u>394,049</u>	<u>38,846</u>
Total activos consolidados	<u>\$ 3,241,908</u>	<u>\$ 2,500,718</u>
Pasivos por segmentos:		
Gas	\$ 272,298	\$ 243,904
Electricidad	64,794	59,084
Corporativo	<u>588,404</u>	<u>434,612</u>
Total pasivos consolidados	<u>\$ 925,496</u>	<u>\$ 737,600</u>

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 al segmento reportable como se describe en la Nota 11.1., y
- Todos los pasivos son asignados a segmentos reportables.

24.4. Otra información de segmentos

	Propiedad, planta y equipo		Depreciación acumulada	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 2,138,129	\$ 1,813,044	\$ (287,407)	\$ (243,429)
Electricidad	504,595	442,518	(150,791)	(135,421)
Corporativo	<u>13,156</u>	<u>11,066</u>	<u>(3,845)</u>	<u>(3,039)</u>
	<u>\$ 2,655,880</u>	<u>\$ 2,266,628</u>	<u>\$ (442,043)</u>	<u>\$ (381,889)</u>

	Depreciación y amortización por año		Adquisiciones de propiedad, planta y equipo por año	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 44,605	\$ 42,830	\$ 337,545	\$ 40,371
Electricidad	15,420	17,755	63,345	5,960
Corporativo	<u>1,139</u>	<u>764</u>	<u>5,246</u>	<u>966</u>
	<u>\$ 61,164</u>	<u>\$ 61,349</u>	<u>\$ 406,136</u>	<u>\$ 47,297</u>

	Ingresos por intereses		Costo financiero	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 1,140	\$ 999	\$ 12,046	\$ (1,355)
Electricidad	5	3	683	364
Corporativo	<u>227</u>	<u>25</u>	<u>(17,764)</u>	<u>(10,355)</u>
	<u>\$ 1,372</u>	<u>\$ 1,027</u>	<u>\$ (5,035)</u>	<u>\$ (11,346)</u>

	Participación en utilidades de negocio conjunto		Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 34,689	\$ 37,444	\$ (57,165)	\$ (29,559)
Electricidad	-	-	9,158	2,479
Corporativo	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(35,785)</u>	<u>(13,721)</u>
	<u>\$ 34,689</u>	<u>\$ 37,444</u>	<u>\$ (83,792)</u>	<u>\$ (40,801)</u>

24.5. 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:

	31/12/13	31/12/12
Generación de energía eléctrica	\$ 168,340	\$ 127,656
Venta de gas natural	169,832	144,483
Almacenamiento y regasificación	93,785	94,174
Distribución de gas natural	99,235	78,128
Transportación de gas natural	44,335	52,298
Otros ingresos operativos	<u>102,309</u>	<u>110,868</u>
	<u>\$ 677,836</u>	<u>\$ 607,607</u>

24.6. Otros ingresos de operación

En virtud del contrato para la compraventa, transportación y suministro de GNL (referir a Nota 1.3.1, inciso l), debido a la falta de cargamentos de GNL, Sempra LNG Marketing México recibió pagos de SLNGI relacionados a las pérdidas y obligaciones incurridas en 2013 y 2012, por \$90,762 y \$107,754, respectivamente, las cuales se encuentran presentadas dentro de la línea de ingresos en los estados consolidados de ganancias y pérdidas.

25. Ingresos por interés

	31/12/13	31/12/12
Inversiones bancarias	\$ 1,369	\$ 1,003
Partes relacionadas	<u>3</u>	<u>24</u>
	<u>\$ 1,372</u>	<u>\$ 1,027</u>

El siguiente es un análisis de ingresos por interés por categoría de activos:

	31/12/13	31/12/12
Inversiones mantenidas al vencimiento	\$ 1,369	\$ 1,003
Préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo efectivo y bancos)	<u>3</u>	<u>24</u>
	<u>\$ 1,372</u>	<u>\$ 1,027</u>

26. Gastos de administración y otros

	31/12/13	31/12/12
Gastos por beneficios a los empleados	\$ 23,221	\$ 14,328
Compras de material	12,274	10,238
Compras de servicios	47,409	34,017
Servicios externos y otros	<u>16,781</u>	<u>17,840</u>
	<u>\$ 99,685</u>	<u>\$ 76,423</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 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.

27. Otras ganancias y (pérdidas)

	31/12/13	31/12/12
(Pérdida) neta en moneda extranjera	\$ (2,303)	\$ (1,631)
Ganancia (pérdida) neta en pasivos financieros clasificados como con fines de negociación (a)	8,272	(8,399)
Otras (pérdidas) ganancias	<u>1,017</u>	<u>1,185</u>
	<u>\$ 6,986</u>	<u>\$ (8,845)</u>

(a) Este importe representa un cambio en el valor razonable de los swaps de tasa de interés (ver Nota 20.8.) y las liquidaciones correspondientes.

28. Costo financiero

	31/12/13	31/12/12
Intereses de préstamos de partes relacionadas	\$ 2,761	\$ 10,371
ARO incremento gasto financiero	1,432	1,906
Intereses de deuda a largo plazo	13,636	-
Intereses capitalizados (a)	(12,811)	(76)
Otros costos financieros	<u>17</u>	<u>(855)</u>
	<u>\$ 5,035</u>	<u>\$ 11,346</u>

(a) Referirse a la Nota 12, por los intereses capitalizados de activos calificables.

29. Gastos por depreciación y amortización

	31/12/13	31/12/12
Depreciación de propiedad, planta y equipo	\$ 61,013	\$ 61,199
Amortización de otros activos	<u>151</u>	<u>150</u>
Total del gasto por depreciación y amortización	<u>\$ 61,164</u>	<u>\$ 61,349</u>

30. Utilidad por acción básica y diluida

	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Utilidad por acción básica y diluida	<u>\$ 0.13</u>	<u>\$ 0.21</u>

30.1. 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 el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Utilidad del año	\$ <u>142,390</u>	\$ <u>194,015</u>

	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Promedio ponderado de acciones para propósitos de las utilidades básicas y diluidas de:	1,123,885,851	935,913,312

Debido a que la Compañía intercambió sus partes sociales por acciones (Ver Nota 22.1.) durante el año terminado el 31 de diciembre de 2013, el cálculo de la utilidad por acción básica y diluida se realizó de manera retrospectiva al 31 de diciembre de 2012, considerando el mismo número de acciones intercambiadas.

La Compañía no tiene partes sociales potencialmente dilutivas.

31. Compromisos

31.1. Compromisos de venta

- GRO ha firmado acuerdos de servicios de transporte en firme (“FTSAs”, por sus siglas en inglés) 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 (“MDQ”) medidos en dekatherms por día (“Dth/d”). Los FTSAs establecen una tasa al servicio de transporte, que puede ser una tasa convencional o una tasa regulada. Estas tasas son aplicadas a la capacidad reservada de transporte diaria de los clientes. Las tasas 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, respectivamente.
- TGN firmó un FTSA de 20 años con un tercero que comenzó cuando la Terminal de GNL de ECA inició sus operaciones. El FTSA prevé 540,000 MMBtus por día de capacidad reservada.
- ECA tiene un contrato para vender, a partir de mayo de 2008, el 50 por ciento de la capacidad de la Terminal de GNL a un tercero por 20 años. En abril de 2009, el cliente asignó hasta un 29 por ciento de su capacidad contratada a otro tercero independiente.
- ECA 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 acuerdo la capacidad de la terminal con el mismo plazo de 20 años.

31.2. Compromisos de compra

- TDM firmó un contrato de cinco años para la compra venta de gas natural con RBS Sempra Energy Trading México, S. de R. L. de C. V., parte relacionada, comenzando a partir del 1 de septiembre de 2009. A partir del 1 de mayo de 2011, el contrato fue asignado a JPM Ventures Energy México, S. de R. L. de C. V. (“JPM”). TDM está obligado a comprar y JPM está obligado a suministrar diariamente un volumen de carga base igual, pero no menor de la cantidad mínima (70,000 MMBtus por día) ni superior a la cantidad máxima (105,000 MMBtus/d).

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dicho contrato fueron de \$92,620 y \$75,809, respectivamente. Los pagos futuros esperados son como sigue:

El pago contractual futuro bajo el LTSA será de \$70,368.

- b. Sempra LNG Marketing México y un tercero independiente firmaron un acuerdo de suministro de gas natural, que estipula que las sanciones derivadas del incumplimiento de los términos y condiciones establecidos en el mismo podrían ser de hasta \$85 millones, incluyendo los costos y gastos y/o la cancelación del acuerdo. Adicionalmente, Sempra LNG Marketing México firmó una carta de crédito a través de Sempra LNG Marketing Corp., parte relacionada, con el Banco Nacional de México, S. A. (“Banamex”) por el pasivo máximo. La administración considera que todos los costos y gastos incurridos a la fecha de los estados financieros relativos a este acuerdo han sido reconocidos y que no hay obligaciones actuales que necesiten ser registradas o reveladas; sin embargo, las obligaciones futuras podrían surgir.
- c. A través de un acuerdo que asigna derechos y obligaciones de la Rumorosa Wind Energy, S. de R. L. de C. V. a ESJ, ESJ ha adquirido los derechos de tierra en un contrato de arrendamiento de 30 años con el Ejido Jacume para usar el terreno para la generación y transmisión de electricidad a partir de turbinas eólicas. El acuerdo puede ser prorrogado por otro período de 30 años e incluye un período de gracia de cuatro años que comenzó con el inicio de la excavación para los cimientos de las turbinas. Si la generación comercial de energía eólica se desarrolla con éxito, ESJ pagará una cuota de arrendamiento al Ejido Jacume equivalente al 4% de los ingresos brutos procedentes de la venta de electricidad por la duración del contrato.

ESJ, Ejido Cordillera La Molina y el Parque Eólico La Rumorosa, S. A. de C. V. celebraron un contrato de arrendamiento de tierras en las que ESJ adquirió derechos para utilizar la tierra para la generación y transmisión de electricidad a partir de turbinas eólicas. ESJ ha realizado pagos por adelantado de \$750 y tiene la obligación de hacer pagos trimestrales de \$30 durante los primeros 5 años o hasta el inicio de las operaciones comerciales. En adición, \$1,500 se pagarán al comienzo de la excavación para los cimientos de la turbina para el primer bloque con una capacidad no superior a 250 MW, y \$300 se pagarán al comienzo de la excavación para los cimientos de la turbina para cada bloque adicional de 100 MW. Si la generación comercial de energía eólica se desarrolla con éxito, ESJ también pagará una cuota de arrendamiento equivalente al 3% de los ingresos brutos procedentes de la venta de la electricidad para los primeros 20 años, incrementando a un 4% posteriormente.

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$144 por cada año. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 144
2015	144
2016	144
2017	144
En adelante	<u>2.868</u>
	<u>\$ 3,444</u>

- d. ESJH y Ejido de Sierra Juárez celebraron un contrato de arrendamiento de tierras en las que ESJH adquirió los derechos para utilizar la tierra para la generación y transmisión de electricidad a partir de turbinas eólicas. ESJH ha realizado pagos por adelantado de \$296, y está obligado a hacer pagos trimestrales de \$74 durante los primeros 10 años o hasta el inicio de las operaciones comerciales. Además, \$294 serán pagados al comienzo de la excavación para los cimientos de la turbina para el primer bloque con una capacidad no superior a 100 MW, y \$71 se pagarán al comienzo de la excavación para los cimientos de la turbina para cada bloque adicional de 100 MW. Si la generación comercial de energía eólica se desarrolla con éxito, ESJH también pagará una cuota de arrendamiento igual al mayor de \$75 o el 3.5% de los ingresos brutos procedentes de la venta de la electricidad por el resto del plazo.

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$294 para cada año. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 294
2015	294
2016	294
2017	294
En adelante	<u>294</u>
	<u>\$ 1,470</u>

- e. ESJ ha recibido el permiso manifiesto de impacto ambiental (“MIA”). El MIA es el principal permiso ambiental en México, y es emitido por la SEMARNAT. La administración considera que todos los costos y gastos relacionados con este permiso han sido debidamente reconocidos dentro de los gastos de administración y otros en los presentes estados financieros consolidados, sin embargo, costos futuros podrían incurrirse.
- f. La Compañía arrienda el espacio del edificio de sus oficinas administrativas en las ciudades de Tijuana, Mexicali, Chihuahua, Durango, y la Ciudad de México. Durante 2013 y 2012, el gasto por renta ascendió a \$1,976 y \$1,113, respectivamente.

Los arrendamientos vencen de 2013 hasta 2021 y establecen los siguientes pagos contractuales futuros de arrendamiento:

Años	Importes
2014	\$ 2,679
2015	2,322
2016	2,112
2017	2,017
2018	1,560
En adelante	<u>1,049</u>
	<u>\$ 11,739</u>

- g. Durante 2003, TDM entró en un 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 TDM estima en aproximadamente 15 años.

Las cuotas por mantenimiento bajo este acuerdo consisten en una porción fija de \$24 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 2013 y 2012, las cuotas fijas por gastos de mantenimiento de acuerdo a los LTSA fueron \$645 y \$639, respectivamente y; las cuotas variables bajo el LTSA fueron por \$6,484 y \$6,549, respectivamente.

Los pagos contractuales futuros bajo el LTSA son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 407
2015	407
2016	407
2017	407
2018	407
En adelante	<u>1,629</u>
	<u>\$ 3,664</u>

- h. TDM celebró un contrato de servicio de transporte de gas de 20 años con North Baja Pipeline. El contrato fue asignado a Sempra LNG Marketing Corp., compañía afiliada en Estados Unidos de América, con fecha de octubre de 2009.
- i. Durante el año 2008, ECA celebró un contrato de servicio con un tercero quien proporciona servicios y mantenimiento de las turbinas utilizadas en la Terminal de GNL. El acuerdo contempla una cuota mensual que incluye el apoyo operacional y garantía ampliada del producto. El acuerdo también prevé un costo adicional para el mantenimiento de la turbina principal, que será capitalizado y amortizado en un período de cinco años en función de su vida útil estimada. El plazo del contrato es de 60 meses a partir de la fecha de la primera utilización. Durante 2013, se renegoció el contrato con una vigencia hasta 2018.

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados del acuerdo fueron de \$1,511 y \$1,841, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 1,507
2015	1,568
2016	4,105
2017	4,254
2018	<u>440</u>
	<u>\$ 11,874</u>

- j. ECA tiene celebrados diversos contratos de servicios técnicos y de mantenimiento con terceros. Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dichos contratos fueron por \$10,747 y \$5,914, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 3,978
2015	1,678
2016	1,310
2017	1,200
2018	1,200
En adelante	<u>20,400</u>
	<u>\$ 29,766</u>

- k. Con fecha 1 de enero de 2013 (con fecha de vigencia efectiva el 1 de enero de 2012) SGEN y TDM 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.

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dicho contrato fueron de \$1,800 y \$16,875, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 1,800
2015	1,800
2016	1,800
2017	<u>1,800</u>
	<u>\$ 7,200</u>

- l. *Licitaciones Públicas LPI-001/12 y LPI-002/2012 convocadas por la CFE para celebrar contratos de prestación de servicios de transporte de gas*

En octubre 2012, GAP recibió autorización de la CFE de dos contratos para la construcción y operación de una red de gasoductos de aproximadamente 835 kilómetros (500 millas), conectando los estados de Sonora y Sinaloa en el Norte de México (“Gasoducto Noroeste”) con el gasoducto interestatal de Estados Unidos. El Gasoducto Noroeste comprenderá dos segmentos; el primero tendrá una longitud de aproximadamente 505 kilómetros, 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 770 Mmcf/d; y el segundo, tendrá una longitud de aproximadamente 330 kilómetros, 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 510 Mmcf/d. El precio estimado por Mmcf/d es \$0.25 aproximadamente.

La Compañía estima que el costo total del Gasoducto Noroeste será de \$1,000 millones, aproximadamente, y será terminado para Agosto de 2016. La capacidad total del Gasoducto Noroeste está contratada en su totalidad con CFE bajo 2 contratos de 25 años cada uno, denominados en dólares estadounidenses.

Para garantizar el cumplimiento durante la etapa de construcción del hasta la fecha programada de operación comercial del Gasoducto Noroeste, GAP emitió 2 cartas de garantía bancaria irrevocable por \$90 millones y \$65 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.

- m. Para llevar a cabo la construcción del Gasoducto Noroeste, la Compañía celebró contratos de suministro de gasoductos con varios proveedores:

- Con fecha 20 de noviembre de 2012, GAP celebró un contrato con Stupp Corporation (división of Stupp Bros, Inc.); la obra se realizará en varias etapas y se estima terminar en Agosto de 2015. El valor del contrato es por \$155,335; en esta transacción Sempra Energy es el garante ante Stupp Corporation, por el valor total del contrato, menos los importes pagados por GAP.
 - Con fecha 12 de diciembre de 2012, GAP celebró un contrato con Tubacero, S. de R. L. de C. V. y Distribuidora Tubacero, S. de R. L. de C. V.; la obra se realizará en varias fases y se estima terminar en Julio de 2014. El valor del contrato de suministro es de \$123,333 y, como garantía de cumplimiento, GAP emitió una garantía bancaria irrevocable por \$28,613 por concepto del 20% de anticipo del contrato más IVA, con fecha de vencimiento el 4 de enero de 2013.
 - Con fecha 1 de febrero de 2013, GAP celebró un contrato con Tuberías Procarsa, S. A. de C. V.; la obra se realizará en varias fases y se estima terminar en Agosto de 2015. El valor del contrato de suministro es de \$53,918 y, como garantía de cumplimiento, GAP emitió una garantía bancaria irrevocable por \$28,576 por concepto del 47% de anticipo del contrato más IVA, con fecha de vencimiento el 14 de mayo de 2013.
- n. Durante noviembre y diciembre de 2012, se celebraron contratos de fideicomiso con los gobiernos de los estados de Sonora y Sinaloa, por un total de \$52.5 y \$35.3 millones, respectivamente por dichos fideicomisos, y por los cuales se dieron anticipos de apertura en 2012 por \$13.1 y \$8.7 millones, respectivamente y durante 2013, se realizaron aportaciones adicionales de \$5 y 0.1 millones, respectivamente. Dichos contratos se celebraron para dar cumplimiento a las bases de licitación de los concursos de la CFE para la construcción y operación del Gasoducto Noroeste. Los fideicomisos tiene como objetivo la administración de los recursos destinados a cubrir los costos y gastos de los derechos inmobiliarios, permisos y estudios que se requieran para la construcción y operación del Gasoducto Noroeste.
- o. Con fecha de 13 de diciembre de 2012, Gasoductos del Sureste, S. de R.L. de C.V. (“Gasoductos del Sureste”, subsidiaria de GdC, negocio conjunto de la Compañía con PGPB), celebró un contrato de servicio de transporte por ductos de etano y etano líquido con PGPB entre los Centros Procesadores de Gas (“CPG”) de Ciudad PEMEX (Tabasco, México), Nuevo PEMEX (Tabasco, México), Cactus (Chiapas, México), el Complejo Etileno XXI y el Complejo Petroquímico Cangrejera (ambos en Coatzacoalcos, Veracruz, México). Gasoducto del Sureste será responsable de la construcción del gasoductos, así como su mantenimiento, el cual tendrá una longitud aproximada de 225 kilómetros (140 millas, aproximadamente). La fecha programada para el término de las obras e inicio de la operación comercial es el 30 de junio de 2014; el contrato tiene una vigencia de 21 años, a partir de la fecha en que el primer segmento entre operación comercial. También, Gasoductos del Sureste está obligado a obtener y mantener todos los permisos, así como cumplir con todas las obligaciones laborales de acuerdo a la ley; además deberá cumplir con la ley aplicable a para proteger el medio ambiente, así como presentar a PGPB un reporte por escrito el avance físico y financiero de la obra. Gasoductos del Sureste garantizó a PGPB el cumplimiento de sus obligaciones a través de una garantía corporativa y una carta de crédito bancaria hasta por USD\$30 millones, hasta la fecha de operación comercial y, una vez alcanzada dicha fecha, hasta por un monto que resulte el mayor entre: (a) el 10% del monto estimado a erogar por PGPB por el pago de los servicios de transporte por año, o (b) el 10% del monto estimado promedio anual a ejercer en todos los años siguientes durante la vigencia del contrato por el correcto y oportuno cumplimiento.

El costo estimado de construcción del gasoducto es de aproximadamente \$330 millones.

- p. En enero 2013, PEMEX anunció la primera fase del proyecto conocido como “Los Ramones”, el cual consiste en un sistema de distribución de gas natural aproximadamente 1,000 kilómetros, que pasará por cuatro entidades mexicanas: Tamaulipas, Aguascalientes, Querétaro y Guanajuato, bordeando con los Estados Unidos, y llegando hasta los Ramones en el estado de Nuevo León, México, y que será desarrollado por GdC. La red de gasoductos incorporará tubos con diámetros de 48, 42 y 24 pulgadas y contará con cinco estaciones de compresión. Con esta infraestructura se lograría satisfacer 17% de la demanda de gas de la zona Centro - Occidente de México.
- q. Con fecha 1 de enero 2013, la Compañía celebró un contrato de Servicios de Tecnología de la Información con Sempra U. S. Gas & Power (parte relacionada en Estados Unidos). Conforme a este contrato, Sempra U.S. Gas & Power prestará a la Compañía de ciertos servicios de tecnología de la información, incluyendo software, soporte y servicios de seguridad. La Compañía prevé pagar a Sempra U.S. Gas & Power conforme a este contrato, una tarifa anual de aproximadamente \$6,843. Este contrato tiene una vigencia inicial de cinco años.
- r. 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 prevé pagar aproximadamente \$8.0 millones por año por la prestación de estos servicios. El contrato es de vigencia indefinida.
- s. La Compañía firmó un contrato para la compra venta de gas natural con EDF Trading North America LLC comenzando a partir del 1 de febrero de 2013 y con vigencia al 31 de enero de 2014 por una cantidad de 12,000 MMBtus por día.
- t. *Proyecto Sonora.* De acuerdo al contrato llave en mano celebrado con GSP para la construcción del Proyecto Sonora, GSP se compromete a realizar los trabajos de construcción de acuerdo a las especificaciones técnicas establecidas en la licitación y a los contratos de servicio de transporte de gas natural entre GAP y CFE, conforme al calendario y plan de construcción de la Compañía; con instalaciones probadas y operando plenamente. Los materiales para la construcción del Proyecto Sonora serán suministrados por GAP; asimismo, GAP será responsable de obtener los derechos de vía necesarios para la construcción y operación de la red de gasoductos.

La construcción del Proyecto Sonora comprenderá dos segmentos; el primero tendrá una longitud de aproximadamente 505 kilómetros, 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 770 MMcfd; y el segundo, tendrá una longitud de aproximadamente 330 kilómetros, 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 510 MMcfd. La construcción del primer segmento iniciará en la fecha de firma del contrato y concluirá el 30 de septiembre de 2014, aproximadamente; la del segundo segmento, comenzó en septiembre de 2013 y concluirá el 15 de febrero de 2015, aproximadamente.

El monto de la contraprestación del contrato de construcción del primer segmento será de \$156.5 millones por toda su vigencia, con opción de extenderse al segundo segmento.

- u. *Energía Sierra Juárez.* En virtud de Contrato de Suministro y de Garantía de Aerogeneradores para el desarrollo de la primera fase del proyecto Energía Sierra Juárez, las partes contratantes acordaron que: (i) ESJ, ESJ Turbinas y ESJ Turbinas II adquirirán de Vestas, conjuntamente, 47 aerogeneradores, así como la opción de adquirir 5 aerogeneradores más, (ii) IEnova actuará como garante de las obligaciones de ESJ Turbinas y ESJ Turbinas II bajo el Contrato de Suministro y (iii) Vestas prestará a ESJ servicios de mantenimiento de los aerogeneradores.

El valor del contrato de suministro es de \$159 millones.

- v. Con fecha 10 de julio de 2013, en relación a la ejecución de la primera fase del proyecto Energía Sierra Juárez, ESJ, ESJ Turbinas, ESJ Turbinas II y Anemo Energy, S. de R. L. de C. V. (“Anemo Energy”) celebraron un contrato de Ingeniería, Adquisición y Construcción. Por dicho contrato, Anemo Energy proporcionará servicios de asistencia técnica, ingeniería, administración de la construcción para la puesta en marcha de un parque eólico con una capacidad máxima de aproximadamente 156 a 174 MW.

El precio del contrato por toda su vigencia es de \$73.7 millones.

- w. Con fecha 19 de julio de 2013, GdC celebró un contrato con PGPB para la prestación del servicio de transporte de gas natural en firme, por un plazo de 25 años y respecto de la totalidad de la capacidad de transporte del gasoducto conocido como Los Ramones I.

32. Contingencias

32.1. *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.

32.2. *Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales*

Derivado de las operaciones y propiedades de la Compañía puede verse afectada por litigios y procedimientos administrativos 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 el 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 SEMARNAT para impugnar la emisión del MIA a la Terminal de GNL otorgada en abril de 2003, con base en alegatos similares a los de IVG. La SEMARNAT desechó los recursos y los actores interpusieron ante el 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.

- b. *Recurso de nulidad en contra de la concesión portuaria de ECA, interpuesto por IVG.* En enero de 2005, IVG interpuso ante la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (“SCT”), un recurso de nulidad con respecto a la concesión portuaria de ECA, la cual autoriza a ECA a utilizar las instalaciones portuarias nacionales para sus operaciones marítimas. IVG alegó que la SCT debió aplicar ciertos requerimientos ambientales con relación a la autorización de la concesión portuaria a ECA y que las actividades realizadas por la Terminal de GNL no son de la competencia de la SCT, así como que ECA no realizó un estudio de riesgo ambiental y que la SEMARNAT modificó el MIA sin notificar dicha circunstancia a la SCT. En marzo de 2005, la SCT desechó dicho recurso e IVG interpuso ante el TFJFA, en la Ciudad de México, un recurso de nulidad en contra del acuerdo respectivo. En marzo de 2010, el TFJFA dictó sentencia declarando nulo el acuerdo por el que la SCT desechó el recurso de revisión y ordenando a esta última admitir dicho recurso. En mayo 2011, la SCT dictó un nuevo acuerdo desechando una vez más el recurso. En agosto de 2011, IVG interpuso un segundo recurso de nulidad ante el TFJFA, reiterando sus argumentos previos y alegando, además, que la SCT no está facultada para emitir el acuerdo. ECA recurrió el acuerdo por el que el TFJFA admitió el segundo recurso de nulidad, con fundamento en el hecho de que las pretensiones reclamadas por IVG se resolvieron durante el recurso previo. En junio de 2012, el TFJFA concurrió con dicho argumento y desechó el segundo recurso de nulidad interpuesto por IVG. IVG interpuso una demanda de amparo ante los tribunales federales, en contra del último acuerdo del TFJFA. La respuesta a dicha demanda fue realizada por parte de la Compañía el 27 de agosto de 2012. La SCT y la Terminal de GNL contestaron dicha demanda. La audiencia final aún no ha sido celebrada. La Compañía considera que las pretensiones de IVG son infundadas. Durante 2013, IVG interpuso una demanda de amparo ante los tribunales federales, en contra del sobreseimiento del recurso ante el TFJFA, amparo que fue concedido levantando el sobreseimiento del recurso de nulidad. El recurso de nulidad se encuentra en trámite y en el mismo la SCT y la Terminal de GNL ya han contestado la demanda. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de IVG son infundadas.
- c. *Recurso de revisión en contra del MIA de la Terminal de GNL, interpuesto por Inmuebles Baja Pacífico, S. A. de C. V. (“IBP”).* En mayo de 2006, IBP presentó una denuncia popular ante la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (“PROFEPA”), alegando que las condiciones y medidas de mitigación impuestas en el MIA no son suficientes y que las operaciones de ECA pueden causar daños al medio ambiente solicitando que se ordene la modificación o declaración de nulidad de dicha autorización. La PROFEPA inspeccionó la Terminal de GNL y mediante un comunicado oficial de fecha del 18 de mayo de 2010, la PROFEPA notificó a IBP que las operaciones de ECA cumplen con las medidas de mitigación impuestas en el MIA y no causan daños al medio ambiente. IBP recurrió al TFJFA en la Ciudad de México por dicha notificación; el procedimiento correspondiente se encuentra en trámite. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de IBP no tienen fundamento. Durante 2013, el TFJFA resolvió el juicio declarando la nulidad del acto reclamado para el efecto de que la autoridad competente de PROFEPA valorará pruebas ofrecidas por IBP y se pronunciara respecto de argumentos de IBP. En contra de la resolución del TFJFA tanto la Compañía como IBP presentaron demandas de amparo, mismas que han sido admitidas y se encuentran en trámite y pendientes de resolución. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de IBP no tienen fundamento.

- d. *Demanda de Amparo interpuesta por Ramón Eugenio Sánchez Ritchie (“Sánchez Ritchie”).* En junio de 2010, Sánchez Ritchie interpuso demanda de amparo en el tribunal colegiado de distrito del estado de Baja California, México, impugnando la validez de todos los permisos y autorizaciones relacionados con la construcción y operación de la Terminal de GNL. El recurso de Sánchez Ritchie nombró como demandadas a 17 diferentes agencias gubernamentales, incluyendo la SEMARNAT, la CRE, y el Municipio de Ensenada, entre otros. No obstante que los primeros permisos para la Terminal de GNL se habían emitido más de seis años antes de su presentación, Sánchez Ritchie afirma que la operación de la Terminal de GNL perjudicaría sus derechos como el supuesto dueño de la propiedad adyacente a la Terminal de GNL (que es disputada por ECA) y que los permisos a ECA fueron otorgados en violación de sus derechos. Sánchez Ritchie demanda el pago de daños y que se ordene a las autoridades demandadas revocar los permisos para la Terminal de GNL. El 17 de junio de 2010, el tribunal de distrito emitió una sentencia provisional ordenando a las diversas autoridades a suspender los permisos de ECA, pero esa orden provisional fue revocada por el tribunal de circuito el 24 de junio de 2010 antes de que las autoridades gubernamentales respondieran. Cada una de las autoridades gubernamentales nombradas en la acción de amparo negó las acusaciones y afirmó la validez de sus respectivos permisos y autorizaciones. La audiencia de desahogo de los alegatos de Sánchez Ritchie se ha pospuesto debido a la presentación de una gran cantidad de recursos y otros actos procesales. En mayo de 2012, el caso se turnó al tribunal colegiado de distrito de Tijuana y aún no se fija fecha de expedición de la sentencia interlocutoria con respecto a los méritos de la demanda de amparo. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas.
- e. *Demanda municipal interpuesta por Sánchez Ritchie.* En febrero de 2011, Sánchez Ritchie interpuso un recurso de reclamación ante la Dirección de Control Urbano (“DCU”) del Municipio de Ensenada, en Baja California, México, alegando la invalidez de los permisos de uso de suelo y construcción otorgados a la Terminal de GNL en 2003 y 2004, respectivamente. No obstante que el Municipio había ratificado la validez de los permisos en su respuesta a la demanda de amparo Sánchez Ritchie descrita anteriormente, poco después de recibir la queja, el DCU emitió una orden de clausura temporal y cese inmediato de operaciones. Las acciones de las autoridades del gobierno estatal y federal impidieron la interrupción de las operaciones de la terminal, mientras que ECA presentó una respuesta a la queja administrativa ante la DCU así como una demanda de amparo ante el tribunal colegiado de distrito en Ensenada. En marzo de 2011, el tribunal de distrito otorgó la suspensión de la orden de clausura en tanto se resuelve la demanda de amparo de ECA. Sánchez Ritchie y el Municipio recurrieron dicha suspensión y los procedimientos respectivos se encuentran pendientes ante el tribunal de distrito circuito en Mexicali. El tribunal de distrito de Ensenada ha suspendido su decisión en cuanto al fondo de la demanda de amparo interpuesta por la Compañía en tanto se resuelven ciertos recursos procesales interpuestos por Sánchez Ritchie. El procedimiento administrativo se encuentra suspendido en tanto se dicta sentencia con respecto a la demanda de amparo interpuesta por la Compañía. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas.
- f. *Demanda agraria.* En febrero de 2006, Saloman Arya Furst y Abraham Hanono Raffoul 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 GNL, 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.

Durante 2013, el amparo fue declarado improcedente por el Juez de Distrito. En contra de dicha resolución, los actores en el juicio agrario promoviendo recurso de revisión, el cual está pendiente de ser resuelto en el Tribunal Colegiado de Circuito

- g. *Investigación penal.* En mayo de 2009 Sánchez Ritchie interpuso ante la Procuraduría de Justicia de Ensenada, una denuncia penal alegando que “filiales de Semptra”, varios empleados de la Terminal de GNL 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 GNL en contra de Sánchez Ritchie en 2006 como parte del conflicto relacionado con la posesión de un inmueble aledaño a la Terminal de GNL, 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 GNL apeló la resolución en el tribunal federal de circuito, mismo que no ha dictado resolución al respecto. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas. ECA promovió recurso de revisión, el cual fue resuelto en el mes de Octubre de 2013 por el Tribunal Colegiado de Circuito. Dicho Tribunal ordeno reponer el procedimiento de amparo, en virtud de no haberse notificado correctamente a todas las partes interesadas. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas.
- h. En junio de 2013, ECA fue notificada de la demanda iniciada en un Juzgado de lo Civil en Ensenada, Baja California, por Maria del Refugio Sánchez viuda de Chávez, (la “demandante”). La demandante reclamó que el precio que recibió en 2008 por la venta de una parcela en la que se localiza una porción de la terminal de LNG fue injustamente bajo. La demanda pretende anular el contrato de compraventa celebrado entre la demandante y ECA. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de la demandante son infundadas.
- i. *Asuntos laborales.* ECA es responsable solidario en los procesos laborales por diferentes demandas formuladas por varios empleados de sus contratistas. Sobre la base de las opiniones de los abogados externos, no es posible determinar el grado de riesgo en esta fase del procedimiento, ya que la etapa de presentación de las pruebas no ha sido completada. Actualmente el procedimiento se encuentra en la etapa de conciliación, demanda y excepciones.

Asuntos sobre ESJ

- j. En noviembre de 2011 Terra Peninsular, A.C. (“TP”), una organización ambiental, interpuso ante el TFJFA de la Ciudad de México un recurso de revisión en contra de la resolución en virtud de la cual la SEMARNAT otorgó a ESJ la autorización del impacto ambiental para la construcción y operación del parque eólico ESJ. TP alega que no recibió notificación de dicha resolución; y que el MIA no fue evaluado de conformidad con la legislación aplicable, puesto que de haberlo hecho, la SEMARNAT hubiese negado dicha autorización. Sin embargo, TP no especifica qué leyes o reglamentos no fueron aplicados debidamente. Además de lo anterior, TP alega que las distintas etapas del proyecto deberían requerir autorizaciones independientes; y que el otorgamiento de una autorización condicional para el desarrollo de futuras etapas que aún no están definidas por completo es insuficiente para proteger el medio ambiente. El TFJFA negó la orden de suspensión solicitada por TP, pero admitió la demanda. ESJ y la SEMARNAT presentaron sus respectivas contestaciones a la demanda en junio de 2012, alegando que el recurso interpuesto por TP es extemporáneo y que el MIA se otorgó debidamente. El juez ha admitido los peritos presentados por las partes, y los peritos de ESJ y de SEMARNAT han presentado sus reportes periciales. Una vez que TP presente su reporte pericial, el juez determinará el juicio 15 días después. La solicitud presentada por TP para la suspensión final también está pendiente. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de TP son infundadas.

Las operaciones de la Terminal de GNL, la planta de TDM y del parque eólico ESJ, no se han visto afectadas como resultado de los procedimientos antes descritos, y han continuado operando con toda normalidad durante el desahogo de los mismos. Sin embargo, si cualquiera de dichos procedimientos llegara a resolverse en sentido desfavorable para la Compañía, las operaciones de la Terminal de GNL y/o la planta generadora de TDM podrían verse afectadas en forma adversa y significativa, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, perspectivas, la posición financiera, los resultados de operación y los flujos de efectivo de la Compañía.

Excepto en lo que se refiere a los asuntos antes mencionados, ni la Compañía ni sus activos están sujetos a cualquier otra acción legal diferentes a los que surgen en el curso normal de los negocios.

33. Aplicación de IFRSs nuevas y revisadas

33.1. IFRS nuevas y revisadas emitidas, implementadas

La Compañía ha aplicado las siguientes nuevas y revisadas IFRS, aplicables a los negocios de la Compañía, vigentes para los períodos anuales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2013:

IFRS 10	<i>Estados Financieros Consolidados</i>
IFRS 11	<i>Acuerdos Conjuntos</i>
IFRS 12	<i>Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades</i>
IAS 27 (revisada en 2011)	<i>Estados Financieros Separados</i>
IAS 28 (revisada en 2011)	<i>Inversiones en Asociadas y Acuerdos Conjuntos</i>

La aplicación de estas normas, al 31 de diciembre de 2013 no tiene efectos significativos en los estados financieros consolidados de la Compañía.

33.2. IFRS nuevas y revisadas emitidas, pero aún no implementadas

La Compañía no ha aplicado las siguientes nuevas y revisadas IFRSs que han sido analizadas pero aún no se han implementado, aplicables a los negocios de la Compañía:

IFRS 9	<i>Instrumentos Financieros</i> ²
Modificaciones a la IFRS 9 e IFRS 7	<i>Fecha Efectiva de IFRS 9 y Revelaciones de Transición</i> ²
Modificaciones a la IAS 32, <i>Instrumentos financieros: presentación</i>	<i>Revelaciones – Compensación de Activos y Pasivos Financieros</i> ¹
IFRIC 21	<i>Gravámenes</i> ¹

¹ Efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014.

² Efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017.

IFRS 9, Instrumentos Financieros - La IFRS 9 emitida en noviembre de 2009 introduce nuevos requerimientos para la clasificación y medición de activos financieros. La IFRS 9 modificada en octubre de 2010 incluye los requerimientos para la clasificación y medición de pasivos financieros y para su eliminación.

Los principales requerimientos de la IFRS 9 se describen a continuación:

- La IFRS 9 requiere que todos los activos financieros reconocidos que estén dentro del alcance de IAS 39, *Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición* sean medidos posteriormente a costo amortizado o a valor razonable. Específicamente, las inversiones de deuda en un modelo de negocios cuyo objetivo es cobrar los flujos de efectivo contractuales y que tengan flujos de efectivo contractuales que sean exclusivamente pagos de capital e intereses sobre el capital en circulación generalmente se miden a costo amortizado al final de los periodos contables posteriores. Todas las demás inversiones de deuda y de capital se miden a sus valores razonables al final de los periodos contables posteriores. Adicionalmente, bajo IFRS 9, las compañías pueden hacer la elección irrevocable de presentar los cambios posteriores en el valor razonable de una inversión de capital (que no es mantenida con fines de negociación) en otras partidas de la utilidad integral, con ingresos por dividendos generalmente reconocidos en el resultado del año.
- El efecto más significativo de la IFRS 9 con respecto a la clasificación y medición de pasivos financieros se relaciona con el tratamiento contable de cambios en el valor razonable de un pasivo financiero (designado como a valor razonable a través de utilidad o pérdida) atribuible a cambios en el riesgo crediticio de dicho pasivo. Específicamente, bajo la IFRS 9, para los pasivos financieros designados como a valor razonable a través de utilidad o pérdida, el monto de los cambios en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a cambios en el riesgo crediticio de dicho pasivo se presenta bajo otros resultados integrales, salvo que el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo crediticio del pasivo dentro de otros resultados integrales creara o incrementara una discrepancia contable en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo crediticio del pasivo financiero no se clasifican posteriormente al estado de resultados. Anteriormente, conforme a IAS 39, el monto completo del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado como a valor razonable a través de utilidad o pérdida se presentó en el estado de resultados.

A la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, la Compañía está en proceso de determinar los efectos de estas nuevas normas en su información financiera.

Modificaciones a la IAS 32, Revelaciones – Compensación de Activos y Pasivos Financieros - Las modificaciones a IAS 32 clarifican la aplicación de los requerimientos existentes sobre la compensación de activos financieros y pasivos financieros. En específico, las modificaciones clarifican el significado de “tenga, en el momento actual, el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos” y “tenga la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente”.

La administración de la Compañía estima que esta modificación a la norma no tendrá efectos significativos en sus estados financieros consolidados para el periodo anual que terminará el 31 de diciembre de 2014.

IFRIC 21, Gravámenes - IFRIC 21 proporciona orientación sobre cuándo reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, tanto para los gravámenes que se contabilizan de acuerdo con IAS 37, *Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes* y aquellas en las que el momento y el importe del pago es conocido.

La interpretación incluye la contabilización de pagos en efectivo impuestos a las entidades por los gobiernos (incluyendo agencias gubernamentales y organismos similares), de conformidad con las leyes y / o reglamentos. Sin embargo, no se incluyen impuestos, multas y otras sanciones incluidas en *IAS 12, Impuestos a la Utilidad*, las responsabilidades derivadas de los regímenes de comercio de emisiones y salidas de efectivo dentro del alcance de otras Normas.

Esta interpretación no reemplaza la *IFRIC 6, Obligaciones surgidas de la participación en mercados específicos - Residuos de aparatos eléctricos y electrónicos*, que se mantiene vigente y es consistente con IFRIC 21.

La administración de la Compañía estima que esta norma no tendrá efectos significativos en sus estados financieros consolidados para el periodo anual que terminará el 31 de diciembre de 2014.

34. Hechos posteriores a la fecha de reporte

- a. Con fecha 12 de marzo de 2014, GdC firmó con TAG Pipelines, S. de R. L. de C. V. (filial de Mex Gas International, grupo propiedad de PGPB), un contrato de socios, para acordar los términos y condiciones conforme a los cuales operarán conjuntamente la sociedad TAG Norte, S. de R. L. de C. V. (“TAG Norte”).

TAG Norte desarrollará el proyecto denominado Los Ramones Norte que consiste en un gasoducto de 441 km y dos estaciones de compresión entre el municipio de Los Ramones, Nuevo León y San Luis Potosí, con una inversión de aproximadamente 1,000 millones de dólares.

Asimismo, en la misma fecha, TAG Norte firmó con PGPB un Contrato para la Prestación de Servicios de Transporte de Gas Natural Integrados por la totalidad de la capacidad del sistema Los Ramones Norte, con una vigencia de 25 años contados a partir de la fecha de operación comercial programada para el último trimestre de 2015. Los efectos de este contrato están sujetos a la obtención de las autorizaciones correspondientes.

- b. Con fecha 13 de noviembre de 2013, la autoridad fiscal modificó la Regla Miscelánea I.3.2.14 que permitía que IEnova continuara ostentándose como sociedad Controladora para efectos del Régimen de Consolidación Fiscal; derivado de dicho cambio, la autoridad considera que IEnova ya no califica como Sociedad Controladora.

En este sentido, con fecha 17 de Diciembre de 2013, IEnova presentó ante la autoridad fiscal correspondiente la solicitud para transmitir la autorización de consolidación a favor de su compañía tenedora, misma que mediante oficio 900 02 03-01-2014-404 emitido por la Autoridad Fiscal; con fecha 13 de marzo de 2014, resolvió no autorizar dicha transmisión concluyendo que IEnova se ubica en el supuesto de desconsolidación a partir del 13 de Noviembre de 2013.

Derivado de lo anterior, con fecha 14 de abril de 2014 IEnova presentó la declaración anual complementaria del ejercicio 2012 mediante la cual enteró la totalidad del ISR diferido por desconsolidación. Por lo que al 31 de diciembre de 2013, todo el pasivo correspondiente a este pago ha sido clasificado como a corto plazo en los estados consolidados de posición financiera.

Adicionalmente, los efectos de los impuestos por recuperar y por pagar en las subsidiarias, son presentados de forma separada al 31 de diciembre de 2013, en los estados consolidados de posición financiera, considerando que la Compañía ya no mantiene el derecho a compensar dichos saldos ante la autoridad fiscal por no consolidar fiscalmente.

- c. En relación al proyecto Energía Sierra Juárez, con fecha 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de la Compañía aprobó la celebración de un contrato de compraventa con un tercero independiente respecto al 50% de dicho proyecto.

35. Autorización de la emisión de los estados financieros

Los estados financieros consolidados adjuntos fueron autorizados para su emisión el 15 de abril de 2014, por Arturo Infanzón Favela, Vice-Presidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas, y están sujetos a la aprobación del Consejo de administración y de la asamblea ordinaria de accionistas de la Entidad, quien puede decidir su modificación de acuerdo con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades Mercantiles.

36. Oficinas registradas

- Paseo de la Reforma No. 342 Piso 24
Torre New York Life
Col. Juárez, C.P. 06600
México, D. F.
- Carretera Escénica Tijuana – Ensenada Km. 81.2
Col. El Sauzal, C. P. 22760
Ensenada, B.C.
- Carretera Mexicali Tijuana Km. 14.5
Col. Sonora, C. P. 212110
Mexicali, B.C.
- Avenida Tecnológico No. 4505
Col. Granjas, C. P. 31160
Chihuahua, Chih.
- Boulevard Francisco Eusebio Kino No. 309
Piso 10, Col. Country Club
Hermosillo, Sonora

* * * * *

**Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L.
de C. V. y Subsidiarias**

Estados financieros consolidados por los
años que terminaron el 31 de diciembre
de 2013 y 2012, e Informe de los
auditores independientes del 27 de
febrero de 2014

Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias

Informe de los auditores independientes y estados financieros consolidados 2013 y 2012

Contenido	Página
Informe de los auditores independientes	1
Balances generales consolidados	3
Estados consolidados de resultado integral	4
Estados consolidados de cambios en el capital contable	5
Estados consolidados de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros consolidados	7

Informe de los auditores independientes al Consejo de Gerentes y Socios de Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias (la Entidad) los cuales comprenden los balances generales consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y los estados consolidados de resultado integral, de cambios en el capital contable y de flujos de efectivo, correspondientes a los años que terminaron en esas fechas, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la administración de la Entidad en relación con los estados financieros consolidados

La administración de la Entidad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las Normas de Información Financiera Mexicanas, así como del control interno que la administración de la Entidad considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de errores importantes debido a fraude o error.

Responsabilidad de los auditores independientes

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos con base en nuestras auditorías. Hemos llevado a cabo nuestras auditorías de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas requieren que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planeemos y realicemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de errores importantes.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de riesgos de error importante en los estados financieros consolidados debido a fraude o error. Al efectuar dicha evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados por parte de la Entidad, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de lo adecuado de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables efectuadas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como sus resultados y sus flujos de efectivo correspondientes a los años que terminaron en dichas fechas, de conformidad con las Normas de Información Financiera Mexicanas.

Otros asuntos

Como se menciona en la nota 3a, a partir del 1 de enero de 2012, la Entidad adoptó la siguiente nueva disposición: NIF B-3 "Estado de resultado integral", la cual establece la opción de presentar: a) un solo estado que contenga los rubros que conforman la utilidad o pérdida neta, así como los otros resultados integrales (ORI) y la participación en los ORI de otras entidades y denominarse estado de resultado integral o b) en dos estados; el estado de resultados, que debe incluir únicamente los rubros que conforman la utilidad o pérdida neta y el estado de otros resultados integrales, que debe partir de la utilidad o pérdida neta y presentar enseguida los ORI y la participación en los ORI de otras entidades. Adicionalmente establece que no deben presentarse en forma segregada partidas como no ordinarias, ya sea en el estado financiero o en notas a los estados financieros.

Galaz, Yamazaki, Ruiz (Orquiza), S. C.
Miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited

C. P. C. Juan Carlos Reynoso Degollado

27 de febrero de 2014

Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias

Balances generales consolidados

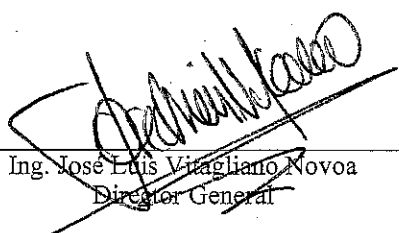
Al 31 de diciembre de 2013 y 2012


(En pesos)

Activo	2013	2012
Activo circulante:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 1,460,307,218	\$ 2,944,089,658
Cuentas por cobrar	59,099,892	14,583,681
PEMEX-Gas y Petroquímica Básica – Parte relacionada	222,621,208	218,964,199
TAG Pipelines, S. de R. L. de C. V. – Parte relacionada	-	13,758,532
Impuestos por recuperar, principalmente impuesto al valor agregado	350,469,115	135,852,946
Otras cuentas por cobrar y pagos anticipados	<u>27,887,047</u>	<u>15,893,628</u>
Total del activo circulante	2,120,384,480	3,343,142,644
Ductos, derechos de vía, equipo y construcciones en proceso – Neto	6,919,804,812	4,662,201,249
Otros activos	<u>3,235,329</u>	<u>2,147,778</u>
Total	<u>\$ 9,043,424,621</u>	<u>\$ 8,007,491,671</u>

Pasivo y capital contable

Pasivo circulante:		
Cuentas por pagar a proveedores y acreedores	\$ 232,909,448	\$ 104,961,261
Porción circulante del pasivo a largo plazo	-	249,021,874
Instrumento financiero derivado	-	5,165,166
Beneficios directos a los empleados	12,750,079	8,782,654
Impuestos y gastos acumulados por pagar	<u>5,202,368</u>	<u>5,282,137</u>
Total del pasivo circulante	250,861,895	373,213,092
Provisión por retiro de ductos, derechos de vía y equipo	30,418,667	28,284,336
Impuesto sobre la renta diferido	650,750,498	537,588,499
Beneficios a los empleados	<u>8,028,981</u>	<u>7,140,838</u>
Total del pasivo	940,060,041	946,226,765
Capital contable:		
Capital social	1,123,312,887	1,123,312,887
Utilidades retenidas	6,499,867,366	5,547,982,680
Valuación de instrumento financiero	-	(2,581,314)
Efecto acumulado por conversión	<u>480,184,327</u>	<u>392,550,653</u>
Total del capital contable	<u>8,103,364,580</u>	<u>7,061,264,906</u>
Total	<u>\$ 9,043,424,621</u>	<u>\$ 8,007,491,671</u>


 Ing. José Luis Vitagliano Novoa
 Director General


 Ing. Antonio Hernández Benítez
 Director de Administración y Finanzas

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

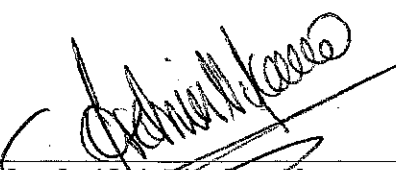
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias

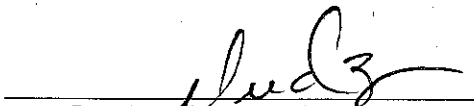
Estados consolidados de resultado integral

Por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En pesos)

	2013	2012
Ingresos por servicio de transporte	\$ 1,829,863,682	\$ 1,775,825,900
Ingresos por servicios administrativos y otros, Neto	127,903,160	118,433,117
Costo de servicio de transporte	558,314,713	483,816,844
Otros costos	<u>15,222,684</u>	<u>26,918,865</u>
Utilidad bruta	1,384,229,445	1,383,523,308
Gastos generales	<u>192,088,454</u>	<u>182,410,776</u>
Utilidad de operación	1,192,140,991	1,201,112,532
Resultado integral de financiamiento:		
Gasto por intereses, Neto	(5,369,763)	(25,813,494)
Provisión de fondos utilizados durante la construcción	182,267,342	109,015,748
(Pérdida) ganancia cambiaria	<u>(7,034,175)</u>	<u>6,737,539</u>
	<u>169,863,404</u>	<u>89,939,793</u>
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	<u>1,362,004,395</u>	<u>1,291,052,325</u>
Impuestos a la utilidad	<u>410,119,709</u>	<u>193,523,109</u>
Utilidad neta consolidada del año	<u>\$ 951,884,686</u>	<u>\$ 1,097,529,216</u>
Otras partidas de utilidad integral		
Valuación de instrumento financiero	\$ 2,581,314	\$ 5,932,502
Efecto de conversión de estados financieros	<u>87,633,674</u>	<u>(547,578,970)</u>
Utilidad integral consolidada de año	<u>\$ 1,042,099,674</u>	<u>\$ 555,882,748</u>


Ing. José Luis Viragliano Novoa
Director General


Ing. Antonio Hernández Benítez
Director de Administración y Finanzas

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

Estados consolidados de cambios en el capital contable

Por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012
(En pesos)

	Capital social		Utilidades retenidas	Valuación de instrumento financiero	Efecto acumulado por conversión de estados financieros	Capital contable
	Histórico	Actualización				
Saldos al inicio de 2012	\$ 786,098,642	\$ 337,214,245	\$ 4,450,453,464	\$ (8,513,816)	\$ 940,129,623	\$ 6,505,382,158
Utilidad integral:						
Valuación de instrumento financiero	-	-	-	5,932,502	-	5,932,502
Utilidad neta consolidada del año	-	-	1,097,529,216	-	-	1,097,529,216
Efecto de conversión de estados financieros	-	-	-	-	(547,578,970)	(547,578,970)
Utilidad integral consolidada del año	-	-	1,097,529,216	5,932,502	(547,578,970)	555,882,748
Saldos al 31 de diciembre de 2012	786,098,642	337,214,245	5,547,982,680	(2,581,314)	392,550,653	7,061,264,906
Utilidad integral:						
Valuación de instrumento financiero	-	-	-	2,581,314	-	2,581,314
Utilidad neta consolidada del año	-	-	951,884,686	-	-	951,884,686
Efecto de conversión de estados financieros	-	-	-	-	87,633,674	87,633,674
Utilidad integral consolidada del año	-	-	951,884,686	2,581,314	87,633,674	1,042,099,674
Saldos al 31 de diciembre de 2013	\$ 786,098,642	\$ 337,214,245	\$ 6,499,867,366	\$ -	\$ 480,184,327	\$ 8,103,364,580


Ing. José María Virgiliano Novoa
Director General


Ing. Antonio Hernández Benítez
Director de Administración y Finanzas

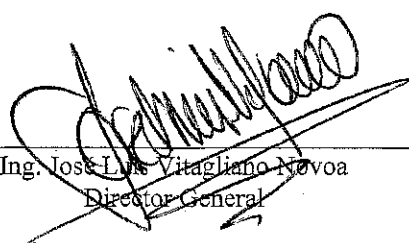
Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias

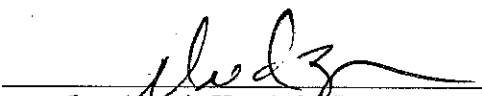
Estado consolidado de flujos de efectivo

Por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En pesos)

	2013	2012
Actividades de operación:		
Cobro a clientes	\$ 2,324,976,709	\$ 2,108,669,061
Pagos del impuesto empresarial a tasa única (IETU) e impuesto sobre la renta (ISR)	(315,983,033)	(370,116,175)
Pagos de ISR sobre dividendos	-	(13,821,705)
Recuperación de seguro	63,688,992	-
Recuperación de impuestos	73,250,698	43,612,889
Pagos a otros proveedores de bienes y servicios	(1,109,714,533)	(647,660,437)
Flujos netos de efectivo de actividades de operación	1,036,218,833	1,120,683,633
Actividades de inversión:		
Intereses cobrados	1,717,172	1,210,203
Baja de ductos, derechos de vía y equipo	33,527,185	41,071,441
Adquisición de ductos, derechos de vía y equipo	(2,277,278,892)	(683,118,241)
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(2,242,034,535)	(640,836,597)
Efectivo (a obtener) excedente para aplicar en actividades de financiamiento	(1,205,815,702)	479,847,036
Actividades de financiamiento:		
Pago de préstamos e intereses	(255,523,858)	(299,670,152)
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(255,523,858)	(299,670,152)
(Disminución) aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(1,461,339,560)	180,176,884
Efectos por cambios en el valor del efectivo y equivalentes de efectivo	(22,442,880)	(217,413,737)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del período	2,944,089,658	2,981,326,511
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	\$ 1,460,307,218	\$ 2,944,089,658


Ing. José Luis Vitagliano Novoa
Director General


Ing. Antonio Hernández Benítez
Director de Administración y Finanzas

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

Por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En pesos)

1. Actividades y eventos importantes

Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. y Subsidiarias ("Gasoductos de Chihuahua" o la "Entidad") es una empresa constituida bajo las leyes de México, y es subsidiaria en un 50% de PEMEX-Gas y Petroquímica Básica ("PGPB"), organismo público descentralizado subsidiario de Petróleos Mexicanos. El 50% de participación accionaria restante pertenece a Sempra Gasoductos Holding, S. de R.L. de C.V., que a su vez es subsidiaria de Sempra Gasoductos México, S. de R. L. de C. V. (ambas sociedades mexicanas).

La Entidad concentra aproximadamente el 90% de sus ingresos con su parte relacionada PEMEX-Gas y Petroquímica Básica ("PGPB") al 31 de diciembre de 2013 y 2012, por lo que los estados financieros que se acompañan no son necesariamente indicativos de las condiciones que hubieran prevalecido o de los resultados de operación y flujos de efectivo que la Entidad hubiera obtenido, si no existiera dicha afiliación.

La Entidad es una sociedad de responsabilidad limitada, en la que sus socios son responsables únicamente por sus contribuciones de capital y su participación está representada por partes sociales que no son negociables libremente.

La Entidad y su compañía subsidiaria Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V. ("Gasoductos de Tamaulipas") se dedican a la prestación del servicio de transporte de gas natural. La subsidiaria TDF, S. de R. L. de C. V. ("TDF") se dedica a la prestación del servicio de transporte de gas licuado del petróleo por ducto. La subsidiaria Transportadora del Norte SH, S. de R. L. de C. V. ("TDN") es tenedora de acciones de TDF y cuenta con una planta de almacenamiento en Zapotlanejo Guadalajara, para suministro de gas licuado de petróleo ("LP"). Estas actividades están reguladas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

El 30 de agosto de 2011, se constituyen Transportadora el Encino, S. de R. L. de C. V. (Transportadora el Encino) y Gasoductos de el Encino, S. de R. L. de C. V. (Gasoductos de el Encino), siendo esta subsidiaria al 99.99% de Transportadora el Encino, el 27 de abril de 2012 mediante acuerdo en Asamblea General de Socios se acordó el cambio de la denominación social de estas Entidades, formalizándose el 20 de julio de 2012 quedando Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R. L. de C. V. (Ductos Energéticos) y Gasoductos del Sureste, S. de R. L. de C. V. (Gasoductos del Sureste), respectivamente.

Gasoductos del Sureste actualmente se encuentra en el desarrollo de la construcción de un sistema de transporte por ducto de etano que estará integrado por los siguientes Segmentos: Segmento I Nuevo Pemex – Cactus, Segmento II Cactus- Complejo Etileno XXI y Segmento III Complejo Etileno XXI- Anillo Etano Área Coatzacoalcos.

El 26 de febrero de 2013 se constituye Gasoductos del Noreste S. de R. L. de C. V., siendo esta subsidiaria al 99.99% de Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. Gasoductos del Noreste actualmente se encuentra en desarrollo de la construcción de un sistema de transporte por ducto de gas natural integrado en dos etapas, en la primera etapa el servicio deberá de tener una capacidad de 1,000 MMpcd y la segunda etapa se agregaran 2 turbocompresores obteniendo una capacidad de 2,100MMpcd.

El 27 de octubre de 2013, Petróleos Mexicanos (PEMEX) hizo de carácter público la adjudicación del proyecto Los Ramones en su Fase II el cual dividirá en dos al sistema de gasoductos Los Ramones II: Norte y Sur. El fragmento al norte, que incluye 60% del proyecto, será construido y operado por su afiliada Tag Pipelines en asociación con Gasoductos de Chihuahua, donde la paraestatal participa en sociedad con IEnova (afiliada de Sempra); mientras que todavía analiza quiénes serán sus socios para la ejecución de casi 300 kilómetros del sistema en la parte sur.

El sistema contara con 740 kilómetros con una inversión total de casi 1,800 millones de dólares, de los que 1,052 millones se destinarán a la fracción norte, que tendrá 441 kilómetros de ducto y dos estaciones de compresión entre Los Ramones, Nuevo León, y San Luis Potosí.

El 15 de julio de 1997, la CRE emitió la Resolución SE/1005/97, por la cual se otorgó a Gasoductos de Chihuahua un permiso para el transporte de gas natural en los términos del permiso número G/016/TRA/97, por un período de 30 años y el cual puede ser renovado por un período de 15 años; la resolución autorizó a la Entidad la construcción del "Gasoducto Samalayuca", el cual está en operación desde 1997. Asimismo, el 15 de octubre de 2001, la CRE emitió la resolución RES/185/2001 por la cual se otorgó a la Entidad un permiso para construir la estación de compresión "Gloria a Dios", la cual inició operaciones en 2001.

El 12 de septiembre de 2002, la CRE emitió la resolución RES/177/2002, por la cual otorgó a Gasoductos de Tamaulipas un permiso para transporte de gas natural en los términos del permiso número G/128/TRA/2002, con vigencia de 30 años, el cual puede ser renovado por un período de 15 años; en esa misma fecha, la CRE también aprobó a Gasoductos de Tamaulipas la construcción del "Gasoducto San Fernando", el cual inició operaciones en 2003.

El 6 de octubre de 2006, la CRE emitió la resolución RES/280/2006, la cual otorgó a TDF un permiso para transporte de gas licuado de petróleo por medio de ductos en los términos del permiso número G/173/LPT/2005, con vigencia de 30 años, el cual puede ser renovado por un período de 15 años; en esa misma fecha, la CRE también aprobó a TDF la construcción del Gasoducto de Burgos-Monterrey ("Gasoducto LPG Burgos"), el cual comenzó operaciones el 24 de diciembre de 2007.

El 13 de febrero de 2012, la CRE emitió la resolución RES/068/2013, la cual otorgó a TDN un permiso para el almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante la Planta de Suministro de gas licuado en los términos del permiso número G/276/ALM/2013, con vigencia de 30 años, el cual puede ser renovado por períodos de 15 años.

El 18 de abril de 2013, la CRE otorgo a TAG Pipelines, S. A. de C. V. (TAG), el permiso de transporte de gas natural numero G/308/TRA/2013, y mediante la resolución RES/194/2013 del 23 de mayo de 2013, esta comisión autorizó a TAG la transferencia del permiso a favor de Gasoductos del Noreste, S. de R. L. de C. V. (GDN) con vigencia de 30 años a partir de la entrada en operación comercial del proyecto.

Los permisos autorizados por la CRE aprobaron, entre otros aspectos, las condiciones generales para la prestación del servicio, las listas de tarifas y el ingreso máximo y el trayecto de los gasoductos propuestos por las Entidades, quienes deberán desarrollarlos conforme el programa de obras e inversiones establecido en los permisos antes mencionados. Conforme a las resoluciones, se hará una revisión quinquenal del ingreso máximo, considerando la inversión realizada por la Entidad y en su caso, ajustará el nivel del nuevo ingreso y las tarifas correspondientes.

Eventos importantes -

- a. El 21 de septiembre de 2012, TDF emitió una declaración de caso fortuito o fuerza mayor derivado de la explosión e incendio ocurrido el 18 de septiembre de 2012 en el Centro Receptor de Gas y Condesados de Pemex Exploración y Producción, lo que ocasionó daños en la estación de bombeo en Burgos del LPG Ducto de 12" D.N. Burgos - Monterrey (propiedad de TDF). Dado lo anterior se dio aviso a PEMEX-Gas y Petroquímica Básica ("PGPB") (Usuario y Operador del sistema) sobre la suspensión del servicio de transporte. Así mismo el 28 de septiembre de 2012 se envió la notificación respectiva a la CRE.

El 15 de noviembre de 2012, TDF emitió una notificación a PGPB, informando que los trabajos de reparación en la Estación de Bombeo en Burgos del LPG Ducto de 12" D.N. Burgos - Monterrey, permitieron realizar el proceso de empaque y verificación del sistema por lo que TDF da por terminado el evento de caso fortuito o fuerza mayor mencionado en el párrafo anterior; reanudando los servicios de transporte el 16 de noviembre de 2012. El 30 de noviembre de 2012, TDF envió la notificación a la CRE del reinicio de las operaciones.

Durante 2013, TDF realizó el cobro de \$48,597,567 por concepto de las reclamaciones de los seguros correspondientes para este tipo de eventualidades, el cual fue registrado como parte de la operación y presentado en un renglón como “otros ingresos”.

2. Bases de presentación

- a. **Unidad monetaria de los estados financieros consolidados** - Los estados financieros consolidados y notas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y por los años que terminaron en esas fechas incluyen saldos y transacciones en pesos de diferente poder adquisitivo.
- b. **Consolidación de estados financieros** - Los estados financieros consolidados incluyen los de Gasoductos de Chihuahua y los de sus subsidiarias en las que se tiene control, cuya participación accionaria en su capital social se muestra a continuación:

Entidad	Participación 2013	Participación 2012	Actividad
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	99.99%	99.99%	Transportar, distribuir y comercializar gas natural.
Gasoductos Servicios, S. de R. L. de C. V.	99.99%	99.99%	Prestación de servicios administrativos, financieros, contables y comerciales a partes relacionadas.
Transportadora del Norte SH, S. de R. L. de C. V. y subsidiaria	99.99%	99.99%	Almacenadora de gas L. P. y tenedora de partes sociales para las empresas relacionadas con el proyecto de transporte de gas LP Burgos-Monterrey.
Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R. L. de C. V. y subsidiaria	99.99%	99.99%	Tenedora de partes sociales para las empresas relacionadas con el proyecto de transporte de producto Etano Complejo Procesador de Gas Cangrejera (CPG).
Gasoductos del Noreste, S. de R. L. de C. V.	99.99%	-	Proyecto de transporte de gas natural Los Ramones I.

Los saldos y operaciones interentidades, han sido eliminados en estos estados financieros consolidados.

- c. **Conversión de estados financieros** - Debido a que la Entidad determinó que su moneda funcional es el dólar estadounidense, los estados financieros se modifican en la moneda de registro para presentarse bajo Normas de Información Financiera Mexicanas (“NIF”). Los estados financieros se convierten a pesos mexicanos, considerando las siguientes metodologías:

Las operaciones extranjeras cuya moneda funcional es el dólar estadounidense, convierten sus estados financieros, preparados en la moneda de registro a moneda funcional, utilizando los siguientes tipos de cambio: 1) de cierre para los activos y pasivos monetarios, 2) histórico para activos no monetarios, pasivos no monetarios y capital contable y 3) el de la fecha de devengamiento para los ingresos, costos y gastos, excepto los que provienen de partidas no monetarias que se convierten al tipo de cambio histórico de la partida no monetaria. Los efectos de conversión se registran en el resultado integral de financiamiento. Posteriormente, para convertir los estados financieros de la moneda funcional a la moneda de reporte, convierten sus estados financieros utilizando los siguientes tipos de cambio: 1) de cierre para los activos y pasivos y 2) histórico para el capital contable y 3) el de la fecha de devengamiento para los ingresos, costos y gastos. Los efectos de conversión se registran en el capital contable.

- d. **Utilidad integral** - Es la modificación del capital contable durante el ejercicio por conceptos que no son distribuciones y movimientos del capital contribuido; se integra por la utilidad neta consolidada del año más otras partidas que representan una ganancia o pérdida del mismo período, las cuales se presentan directamente en el capital contable sin afectar el estado de resultados. Las otras partidas de utilidad integral están representadas por el efecto de valuación de los instrumentos financieros derivados con características de flujo de efectivo y por el efecto de conversión de estados financieros.
- e. **Clasificación de costos y gastos** - Se presentan atendiendo a su función por lo que se separó el costo de servicio de los demás costos y gastos.
- f. **Utilidad de operación** - Se obtiene de disminuir a los ingresos por servicios de transporte el costo de servicio y los gastos generales. Aun cuando la NIF B-3, Estado de resultados, no lo requiere, se incluye este renglón en los estados de resultados consolidados que se presentan ya que contribuye a un mejor entendimiento del desempeño económico y financiero de la Entidad.

3. Resumen de las principales políticas contables

Los estados financieros consolidados adjuntos cumplen con las Normas de Información Financiera Mexicanas (NIF). Su preparación requiere que la administración de la Entidad efectúe ciertas estimaciones y utilice determinados supuestos para valorar algunas de las partidas de los estados financieros consolidados y para efectuar las revelaciones que se requieren en los mismos. Sin embargo, los resultados reales pueden diferir de dichas estimaciones. La administración de la Entidad, aplicando el juicio profesional, considera que las estimaciones y supuestos utilizados fueron los adecuados en las circunstancias. Las principales políticas contables seguidas por la Entidad son las siguientes:

a. **Cambios contables:**

A partir del 1 de enero de 2013, la Entidad adoptó las siguientes nuevas NIF:

- NIF B-3, Estado de resultado integral
- NIF B-4, Estado de cambios en el capital contable
- NIF B-6, Estado de situación financiera
- NIF B-8, Estados financieros consolidados o combinados
- Mejoras a las Normas de Información Financiera 2013

Algunos de los principales cambios que establecen estas normas, son:

NIF B-3, Estado de resultado integral. - Establece la opción de presentar a) un solo estado que contenga los rubros que conforman la utilidad o pérdida neta, así como los otros resultados integrales (ORI) y la participación en los ORI de otras entidades y denominarse estado de resultado integral o

b) en dos estados; el estado de resultados, que debe incluir únicamente los rubros que conforman la utilidad o pérdida neta y el estado de otros resultados integrales, que debe partir de la utilidad o pérdida neta y presentar enseguida los ORI y la participación en los ORI de otras entidades. Adicionalmente establece que no deben presentarse en forma segregada partidas como no ordinarias, ya sea en el estado financiero o en notas a los estados financieros consolidados.

NIF B-4, Estado de cambios en el capital contable - Establece las normas generales para la presentación y estructura del estado de cambios en el capital contable, como mostrar los ajustes retrospectivos por cambios contables y correcciones de errores que afectan los saldos iniciales de cada uno de los rubros del capital contable y presentar el resultado integral en un solo renglón, desglosado en todos los conceptos que lo integran, según la NIF B-3.

NIF B-6, Estado de situación financiera - Precisa en una sola norma la estructura del estado de situación financiera así como las normas de presentación y revelación relativas.

NIF B-8, *Estados financieros consolidados o combinados* – Modifica la definición de control. La existencia de control de una entidad en otra es la base para requerir que la información financiera se consolide, con esta nueva definición podría darse el caso de tener que consolidar algunas entidades en las que antes no se consideraba que hubiera control y por el contrario podrían dejar de consolidarse aquellas entidades en las que se considere que no hay control. Esta NIF establece que una entidad controla a otra cuando tiene poder sobre ésta para dirigir sus actividades relevantes; está expuesta o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de dicha participación; y tiene la capacidad de afectar esos rendimientos. Se introduce el concepto de derechos protectores, definidos como los que protegen a la participación del inversionista no controlador pero no le dan poder. Incorpora la figura principal y agente siendo el principal el inversionista con derecho a tomar decisiones y el agente, quien toma decisiones en nombre del principal, por lo cual éste no puede ser quien ejerza control. Elimina el término de entidad con propósito específico (EPE) e introduce el término de entidad estructurada, entendida como la entidad diseñada de forma que los derechos de voto o similares no son el factor determinante para decidir quien la controla.

Mejoras a las NIF 2013- Las principales mejoras que generan cambios contables que deben reconocerse en forma retrospectiva en ejercicios que inicien a partir del 1 de enero de 2013, son:

NIF C-5, *Pagos anticipados*, Boletín C-9, *Pasivo, provisiones, activos y pasivos contingentes y compromisos* y Boletín C-12, *Instrumentos financieros con características de pasivo, de capital o de ambos* - Establecen que el importe de los gastos de emisión de obligaciones debe presentarse como una reducción del pasivo correspondiente y aplicarse a resultados con base en el método de interés efectivo.

Boletín C-15, *Deterioro en el valor de los activos de larga duración y su disposición* - En el caso de discontinuación de una operación, se elimina la obligación de reestructurar los balances generales de periodos anteriores que se presenten para efectos comparativos.

NIF D-4, *Impuestos a la utilidad* – Reconoce que los impuestos a la utilidad (causado y diferido) deben presentarse y clasificarse con base en la transacción o suceso del cual surgen dichos impuestos, por lo que se deben reconocer en los resultados del período, excepto en la medida en que hayan surgido de una transacción o suceso que se reconoce en otro resultado integral o directamente en un rubro del capital contable.

Boletín D-5, *Arrendamientos*- Establece que los pagos no reembolsables por concepto de derecho de arrendamiento deben ser diferidos durante el período del arrendamiento y aplicarse a resultados en proporción al reconocimiento del ingreso y gasto relativo para el arrendador y arrendatario respectivamente.

Así mismo, se emitieron Mejoras a las NIF 2013 que no generan cambios contables y que principalmente establecen definiciones más claras de términos.

- b. **Reclasificaciones** - Los estados financieros por el año que terminó el 31 de diciembre de 2012 han sido reclasificados en ciertos rubros para conformar su presentación con la utilizada en 2013.
- c. **Reconocimiento de los efectos de la inflación** - La inflación acumulada de los tres ejercicios anuales anteriores al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es 11.80% y 12.26%, respectivamente; por lo tanto, el entorno económico califica como no inflacionario en ambos ejercicios y consecuentemente, no se reconocen los efectos de la inflación en los estados financieros consolidados adjuntos. Los porcentajes de inflación por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012 fueron 3.97% y 3.57%, respectivamente.

A partir del 1 de enero de 2008, la Entidad suspendió el reconocimiento de los efectos de la inflación en los estados financieros; sin embargo, los activos, pasivos y capital contable incluyen los efectos de reexpresión reconocidos hasta el 31 de diciembre de 2007.

- d. **Efectivo y equivalentes de efectivo** - Consisten principalmente en depósitos bancarios en cuentas de cheques e inversiones diarias de excedentes de efectivo con disponibilidad inmediata. El efectivo se presenta a valor nominal y los equivalentes se valúan a su valor razonable; las fluctuaciones en su valor se reconocen en el Resultado Integral de Financiamiento (RIF) del período. Los equivalentes de efectivo están representados principalmente por fondos de inversión.
- e. **Operación regulada** - Como se menciona en la Nota 1, la actividad de Gasoductos de Chihuahua, Gasoductos de Tamaulipas, TDF, Transportadora del Norte y Gasoductos del Noreste, es una operación regulada por la CRE. En consecuencia, y conforme a lo dispuesto en la NIF A-8, "Supletoriedad", la Entidad decidió aplicar en forma supletoria la Norma No. 71 "Contabilización de los efectos de ciertos tipos de regulación" ("Norma 71") del Financial Accounting Standard Board ("FASB") de los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América, por la cual se registran activos y pasivos que resultan del proceso de determinación de tarifas reguladas, que no se registrarían bajo las normas de información financiera aplicables a operaciones no reguladas. En la determinación de tarifas por la CRE, se considera el presupuesto de inversión que presentan cada una de las Entidades al regulador. Las Entidades evalúan periódicamente la aplicabilidad de la Norma 71 y considera factores tales como los cambios en las regulaciones y el impacto de la competencia. Si la regulación con base en costo termina o se incrementa la competencia, la Entidad podría castigar sus activos registrados con base en esta norma.
- f. **Costo financiero de fondos utilizados durante la construcción** - Con base en la Norma 71 descrita anteriormente, el costo financiero de fondos utilizados durante la construcción (AFUDC por su significado en inglés) representa el costo estimado de los fondos provenientes de deuda y capital necesarios para financiar la construcción de los activos autorizados por la CRE. Este costo se capitaliza como parte del costo de construcción de los equipos del gasoducto con crédito a los resultados del ejercicio. Una vez terminada la construcción, la Entidad podrá recuperar estos costos, incluyendo un rendimiento, al considerarlos en la base de cálculo de tarifas y de la depreciación del gasoducto.

En las resoluciones que emitió la CRE que se comentan en la Nota 1, se indica en uno de los considerados que se tomaron en cuenta las características particulares del proyecto objeto de las resoluciones y que se aplicó en cada proyecto un costo promedio ponderado del capital ("WACC" por sus siglas en inglés) o una Tasa Interna de Retorno ("TIR"), para la determinación de las tarifas correspondientes que fueron aprobadas en dichas resoluciones. El WACC y la TIR antes mencionados, consideran cierta estructura financiera de cada proyecto y un costo tanto de deuda como de capital. Por todo lo anterior, la Entidad considera que las Resoluciones le proporcionan una seguridad razonable sobre la existencia de un activo por el costo financiero de los fondos utilizados que se han capitalizado durante la construcción.

Durante el período concluido el 31 de diciembre de 2013 y 2012, en Transportadora del Norte, S. de R. L. de C. V. y subsidiaria se capitalizó un importe de \$14,029,997 y \$109,015,748 por este concepto, respectivamente y Gasoductos del Noreste, S. de R. L. de C. V. capitalizó un importe de \$168,237,345 en 2013.

- g. **Construcciones en proceso** - Las construcciones en proceso se registran a su costo de adquisición. La Entidad capitalizó hasta la fecha de entrada en operación todos los costos directos de construcción, así como costos indirectos, autorizados en la resolución y que fueron considerados en la determinación de tarifas según se explica en la Nota 1, como son los costos de ingeniería y los costos de fondos utilizados durante la construcción.
- h. **Ductos, derechos de vía y equipo** - Se registran al costo de adquisición o construcción. Los saldos que provienen de adquisiciones de procedencia nacional realizadas hasta el 31 de diciembre de 2007 se actualizaron aplicando factores derivados del Índice Nacional de Precios al Consumidor ("INPC") hasta esa fecha. En el caso de activos fijos de origen extranjero su costo de adquisición se actualizó, hasta esa misma fecha, con la inflación del país de origen y se consideró la fluctuación del peso mexicano con relación a la moneda de dicho país de origen.

La depreciación se calcula conforme al método de línea recta con base en los siguientes porcentajes de depreciación y amortización:

	Porcentajes de depreciación y amortización
Ductos, terminal de almacenamiento y derechos de vía	3.3 a 5.0
Estructuras, equipo de compresión y de bombeo	3.3 a 5.0
Provisión de fondos utilizados durante la construcción	3.3 a 5.0
Equipo de medición y regulación	6.7
Equipo de cómputo	25.0 a 30.0
Mobiliario y equipo de oficina	10.0
Equipo de transporte	25.0
Mejoras a locales arrendados	11.0
Otros activos	3.3 a 5.0

Debido a la entrada en vigor de la NIF B-15, los activos no monetarios reflejan el importe en pesos de los dólares históricos al tipo de cambio de cierre de 2013 y 2012, respectivamente.

- i. **Deterioro de activos de larga duración en uso** - La Entidad revisa el valor en libros de los activos de larga duración en uso, ante la presencia de algún indicio de deterioro que pudiera indicar que el valor en libros pudiera no ser recuperable, considerando el mayor del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros o el precio neto de venta en el caso de su eventual disposición. El deterioro se registra si el valor en libros excede al mayor de los valores antes mencionados. Los indicios de deterioro que se consideran para estos efectos, son entre otros, las pérdidas de operación o flujos de efectivo negativos en el período si es que están combinados con un historial o proyección de pérdidas, depreciaciones y amortizaciones cargadas a resultados que en términos porcentuales, en relación con los ingresos, sean substancialmente superiores a las de ejercicios anteriores, efectos de obsolescencia, los servicios que se prestan, competencia y otros factores económicos y legales. Durante 2013 y 2012, la Entidad no identificó indicios de deterioro.
- j. **Política de administración de riesgos financieros** - Las actividades que realiza la Entidad la exponen a una diversidad de riesgos financieros que incluyen: el riesgo de mercado (que incluye el riesgo cambiario, el de las tasas de interés y el de precios, tales como el de inversión en títulos accionarios y el de futuros de precios de bienes genéricos) el riesgo crediticio y el riesgo de liquidez. La Entidad busca minimizar los efectos negativos potenciales de estos riesgos en su desempeño financiero a través de un programa general de administración de riesgos. La Entidad utiliza instrumentos financieros derivados y no derivados para cubrir algunas exposiciones a los riesgos financieros alojados en el balance general (activos y pasivos reconocidos), así como fuera de éste (compromisos en firme y transacciones pronosticadas altamente probables de ocurrir). La administración de riesgos financieros y el uso de instrumentos financieros derivados y no derivados se rigen por las políticas de la Entidad aprobadas por el Consejo de Gerentes y se lleva cabo a través de un departamento de tesorería. La Entidad identifica, evalúa y cubre de manera centralizada las exposiciones de sus subsidiarias operativas. El Consejo de Gerentes ha aprobado políticas generales escritas con respecto a la administración de riesgos financieros, así como las políticas y límites asociados a otros riesgos específicos, los lineamientos en materia de pérdidas permisibles, cuando el uso de ciertos instrumentos financieros derivados es aprobado, cuando pueden ser designados o no califican con fines de cobertura, sino con fines de negociación, como es en el caso de los swaps de tasas de interés. El cumplimiento de las políticas establecidas por la administración de la Entidad y los límites de exposición son revisados por la Gerencia de forma continua.

- k. **Instrumentos financieros derivados** - La Entidad obtiene financiamientos bajo diferentes condiciones; cuando éstos son a tasa variable, con la finalidad de reducir su exposición a riesgos de volatilidad en tasas de interés, contrata instrumentos financieros derivados swaps de tasa de interés que convierten su perfil de pago de intereses, de tasa variable a fija. La negociación con instrumentos derivados se realiza sólo con instituciones de reconocida solvencia y se han establecido límites para cada institución. La política de la Entidad es la de no realizar operaciones con propósitos de especulación con instrumentos financieros derivados.

La Entidad reconoce todos los activos o pasivos que surgen de las operaciones con instrumentos financieros derivados en el balance general a valor razonable, independientemente del propósito de su tenencia. El valor razonable se determina con base en precios de mercados reconocidos y cuando no cotizan en un mercado, se determina con base en técnicas de valuación aceptadas en el ámbito financiero.

Cuando los derivados son contratados con la finalidad de cubrir riesgos y cumplen con todos los requisitos de cobertura, se documenta su designación al inicio de la operación de cobertura, describiendo el objetivo, características, reconocimiento contable y como se llevará a cabo la medición de la efectividad, aplicables a esa operación.

Los derivados designados como cobertura reconocen los cambios en valuación de acuerdo al tipo de cobertura de que se trate: (1) cuando son de valor razonable, las fluctuaciones tanto del derivado como de la partida cubierta se valúan a valor razonable y se reconocen en resultados; (2) cuando son de flujo de efectivo, la porción efectiva se reconoce temporalmente en la utilidad integral y se recicla a resultados cuando la partida cubierta los afecta; la porción inefectiva se reconoce de inmediato en resultados; (3) cuando la cobertura es de una inversión en una subsidiaria extranjera, la porción no efectiva se reconoce en la utilidad integral como parte del ajuste acumulado por conversión; la porción no efectiva de la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura se reconoce en los resultados del período, si es un instrumento financiero derivado y, si no lo es, se reconoce en la utilidad integral hasta que se enajene o transfiera la inversión.

La Entidad suspende la contabilidad de coberturas cuando el derivado ha vencido, ha sido vendido, es cancelado o ejercido, cuando el derivado no alcanza una alta efectividad para compensar los cambios en el valor razonable o flujos de efectivo de la partida cubierta, o cuando la entidad decide cancelar la designación de cobertura.

Al suspender la contabilidad de coberturas en el caso de coberturas de flujo de efectivo, las cantidades que hayan sido registradas en el capital contable como parte de la utilidad (en su caso, pérdida) integral, permanecen en el capital hasta el momento en que los efectos de la transacción pronosticada o compromiso en firme afecten los resultados. En el caso de que ya no sea probable que el compromiso en firme o la transacción pronosticada ocurra, las ganancias o las pérdidas que fueron acumuladas en la cuenta de utilidad (en su caso, pérdida) integral son reconocidas inmediatamente en resultados. Cuando la cobertura de una transacción pronosticada se mostró satisfactoria y posteriormente no cumple con la prueba de efectividad, los efectos acumulados en la utilidad (en su caso, pérdida) integral en el capital contable, se llevan de manera proporcional a los resultados, en la medida que el activo o pasivo pronosticado afecte los resultados.

La Entidad cuenta con contratos que cumplen con características de derivados implícitos, sin embargo, debido a que este no se puede separar del contrato anfitrión, de acuerdo a los lineamientos del C-10 éstos no se evaluaron ni se registraron.

La Entidad realizó la cancelación de la deuda y los instrumentos financieros derivados el 21 de marzo de 2013.

- l. **Provisiones** - Se reconocen cuando se tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, que probablemente resulte en la salida de recursos económicos y que pueda ser estimada razonablemente.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el valor de la provisión por retiro de ductos, derechos de vía y equipo asciende a \$30,418,667 y \$28,284,336, respectivamente.

Provisión CSE: El fondo Contratos de Servicios Específicos (CSE) corresponde a la provisión máxima autorizada bajo el contrato de operación y mantenimiento, con el cual se celebraran contratos de Servicios Específicos en relación con la adquisición de consumibles, refacciones y prestación de cualquier servicio para mantenimiento de los subsistemas.

- m. **Beneficios a los empleados**- Son aquellos otorgados al personal y/o sus beneficiarios a cambio de los servicios prestados por el empleado que incluyen toda clase de remuneraciones que se devengan, como sigue:

- i. **Beneficios directos a los empleados** - Se valúan en proporción a los servicios prestados, considerando los sueldos actuales y se reconoce el pasivo conforme se devengan. Incluye principalmente Participación de los Trabajadores en las Utilidades (PTU) por pagar, ausencias compensadas, como vacaciones y prima vacacional, e incentivos.
- ii. **Beneficios a los empleados por terminación, al retiro y otras** - El pasivo por primas de antigüedad, pensiones, pagos por retiro que se asemejan a una pensión, e indemnizaciones por terminación de la relación laboral se registra conforme se devenga, el cual se calcula por actuarios independientes con base en el método de crédito unitario proyectado utilizando tasas de interés nominales.
- iii. **Participación de los trabajadores en las utilidades (PTU)** - La PTU se registra en los resultados del año en que se causa. La PTU diferida se determina por las diferencias temporales que resultan de la comparación de los valores contables y fiscales de los activos y pasivos y se reconoce sólo cuando sea probable la liquidación de un pasivo o generación de un beneficio, y no exista algún indicio de que vaya a cambiar esa situación, de tal manera que dicho pasivo o beneficio no se realice.

Con motivo de la *Reforma Fiscal 2014*, al 31 de diciembre de 2013 la PTU se determina con base en la utilidad fiscal conforme a la fracción I del artículo 10 de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

- n. **Impuestos a la utilidad** - El ISR y el IETU se registran en los resultados del año en que se causan. Para reconocer el impuesto diferido se determina si, con base en proyecciones financieras, la Entidad causará ISR o IETU y reconoce el impuesto diferido que corresponda al impuesto que esencialmente pagará. El diferido se reconoce aplicando la tasa correspondiente a las diferencias temporales que resultan de la comparación de los valores contables y fiscales de los activos y pasivos, y en su caso, se incluyen los beneficios de las pérdidas fiscales por amortizar y de algunos créditos fiscales. El impuesto diferido activo se registra sólo cuando existe alta probabilidad de que pueda recuperarse.

Como consecuencia de la Reforma Fiscal 2014, al 31 de diciembre de 2013 ya no se reconoce IETU diferido.

- o. **Reconocimiento de ingresos** - Los ingresos son reconocidos en el mes en que se presta el servicio de transporte de gas.

Los ingresos por servicios se reconocen en el periodo en el que se transfieren los riesgos y beneficios a los clientes que los adquieren, lo cual generalmente ocurre cuando se proporcionan los servicios requeridos en cumplimiento de su solicitud.

El costo de los servicios por tratarse principalmente de impuestos, sueldos y salarios, se registra en el estado de resultados directamente en los gastos de administración.

- p. **Reconocimiento del costo de servicio de transportes** - Estos son reconocidos en el mes en que se recibe el servicio de transporte.

4. **Efectivo y equivalentes de efectivo**

	2013	2012
Efectivo	\$ 1,292,864,771	\$ 969,602,761
Equivalentes de efectivo – fondos de inversión	<u>167,442,447</u>	<u>1,974,486,897</u>
Total	<u>\$ 1,460,307,218</u>	<u>\$ 2,944,089,658</u>

5. **Instrumento financiero derivado**

En enero de 2003 Gasoductos de Tamaulipas celebró un contrato de “swap”, con la finalidad de administrar el riesgo de sus tasas de interés de su deuda de tasas variables a fijas, los cuales vencieron el 15 de octubre de 2013.

Al 31 de diciembre de 2012, el valor nocional y las tasas de interés que se pagaron y se recibieron por el “swap” sobre la línea de crédito de la banca comercial son las que se describen a continuación:

Fecha de contratación	Valor nocional dólares estadounidenses	Tasa de interés	
		Recibió LIBOR	Pagó 4.42%
22 de enero de 2003	13,461,500		

El valor nocional al 31 de diciembre de 2012 fue de 13,461,500 dólares estadounidenses, el cual cubre el total de la deuda de la línea de crédito de la banca comercial y la fecha de vencimiento coincide con la del pasivo que cubre. La totalidad de la tasa de interés pagada se registró en el costo de construcción del gasoducto durante el período de construcción y como parte del resultado integral de financiamiento a partir de la fecha de inicio de operación comercial que fue el 12 de noviembre de 2003.

El valor razonable del instrumento financiero se determina con base en los valores de mercado vigentes a la fecha de reporte. Al 31 de diciembre de 2012 el valor razonable del instrumento financiero asciende a \$(5,165,166), el cual se registró como un pasivo con cargo a la cuenta complementaria dentro del capital contable, pasando el efecto del período a través de la utilidad integral. El efecto durante el período al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es de \$2,581,314 y \$5,932,502, respectivamente. La Entidad realizó la cancelación anticipada de la deuda y de los instrumentos financieros derivados el 21 de marzo de 2013.

6. **Ductos, derechos de vía, equipo y construcciones en proceso – neto**

	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012	Inicio de 2012
a) Inversión:			
Estructuras, equipos de comprensión y de bombeo	\$ 2,895,129,028	\$ 2,841,747,949	\$ 3,097,638,178
Ductos y derechos de vía	1,841,386,346	1,527,775,280	1,583,886,967
Terminal de almacenamiento	654,321,305	-	-
Provisión de fondos utilizados durante la construcción	783,290,064	597,529,473	532,581,494
Otros activos	511,188,859	421,671,799	489,729,090
Equipo de medición y regulación	8,195,251	9,570,971	8,760,675
Equipo de transporte	10,762,822	6,722,715	6,332,778
Mobiliario y equipo de oficina	16,653,784	11,345,821	4,217,629
Equipo de cómputo	7,600,155	6,370,890	5,550,946
Equipo de comunicación	<u>2,339,538</u>	<u>1,796,980</u>	<u>1,975,442</u>
	<u>6,730,867,152</u>	<u>5,424,531,878</u>	<u>5,730,673,199</u>

	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012	Inicio de 2012
b) Depreciación y amortización acumulada:			
Estructuras, equipos de comprensión y de bombeo	970,364,959	867,185,249	818,090,633
Ductos y derechos de vía	521,805,035	457,467,433	425,242,259
Provisión de fondos utilizados durante la construcción	163,105,224	140,871,295	129,177,695
Otros activos	116,049,066	93,126,235	76,220,368
Equipo de medición y regulación	4,868,956	4,400,042	4,144,362
Equipo de transporte	4,368,009	2,845,569	1,998,961
Mobiliario y equipo de oficina	3,988,764	2,666,225	1,918,794
Equipo de cómputo	4,564,274	4,647,702	4,295,694
Equipo de comunicación	472,990	257,535	64,686
	<u>1,789,587,277</u>	<u>1,573,467,285</u>	<u>1,461,153,452</u>
Construcciones en proceso	1,765,399,322	640,203,232	64,799,855
Terrenos instalación de entrega	63,696,971	35,954,062	30,313,247
Mejoras a locales arrendados	9,289,833	6,399,564	2,589,205
Inventario de gas en línea	69,738,308	63,228,425	71,791,014
Refacciones	70,400,503	65,351,373	84,436,310
	<u>1,978,524,937</u>	<u>811,136,656</u>	<u>253,929,631</u>
Total	<u>\$ 6,919,804,812</u>	<u>\$ 4,662,201,249</u>	<u>\$ 4,523,449,378</u>

7. Deuda

Al 31 de diciembre de 2012, la subsidiaria Gasoductos de Tamaulipas tenía contratado 2 líneas de crédito pagaderas en dólares estadounidenses, siendo las principales características las siguientes:

Eximbank - Línea de crédito con Eximbank, fungiendo como agente principal Citibank, N. A. La línea de crédito es hasta por un importe de 70,828,414 dólares estadounidenses, por un período de 10 años con amortizaciones semestrales a partir del 15 de octubre de 2003. Al 31 de diciembre de 2012, el monto por pagar de este préstamo es de \$98,517,639, equivalente a 7,572,397 dólares estadounidenses.

El interés que devenga la línea de crédito es a razón de una tasa fija de 4.70%.

Banca Comercial - Línea de crédito bancario con 11 bancos comerciales, teniendo a Citibank N.A., como el agente principal. La línea de crédito es hasta por un importe de 116,800,000 dólares estadounidenses por un período de 10 años con amortizaciones semestrales comenzando el plazo a partir del 15 de octubre de 2003.

Al 31 de diciembre de 2012, el monto por pagar de este préstamo es de \$150,504,235, equivalente a 11,568,261 dólares estadounidenses.

El interés que devengó esta línea de crédito es a razón de una tasa del London Interbank Rate ("LIBOR") más 1.875% anual por el período de construcción, aumentando de la fecha de inicio de operaciones comerciales hasta el cuarto aniversario a una tasa de LIBOR más 2.125%, del cuarto aniversario hasta el octavo a una tasa de LIBOR más 2.375% y del octavo aniversario a la fecha de vencimiento a una tasa de LIBOR más 2.625%.

Gasoductos de Tamaulipas, otorgó una garantía real para el pago de la deuda sobre todo el derecho de título de propiedad conforme a los siguientes bienes: Contratos, Inventario, Equipo y Activos Financieros Generales. Así mismo deberán mantenerse ciertas razones financieras (razón de cobertura de la deuda), mismas que en su momento fueron cumplidos.

La Entidad realizó la cancelación anticipada de la deuda y de los instrumentos financieros derivados el 21 de marzo de 2013.

8. Beneficio a empleados

El costo neto del período por las obligaciones derivadas del plan de pensiones y sus relativas primas de antigüedad ascendió a \$3,586,693 y \$4,587,801 en 2013 y 2012, respectivamente. Otras revelaciones que requieren las disposiciones contables se consideran poco importantes.

9. Provisión por retiro de ductos, derechos de vía y equipo

Las obligaciones asociadas con el retiro de activos son reconocidas cuando una obligación contractual o legal existe y una estimación razonable de la cuantificación puede ser realizada. Dentro de las actividades a realizar para el desmantelamiento incluye: desconexión de la fuente de suministro de gas y purgado, obturación de la tubería, mantener un registro de las tuberías desconectadas, etc. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la Entidad registró las responsabilidades de obligación de retiro de activos basadas en la norma oficial mexicana NOM-117, como se muestra a continuación:

	2013	2012
Ducto Samalayuca	\$ 3,565,703	\$ 3,315,511
Estación de compresión Gloria a Dios ("GAD")	4,236,051	3,938,817
Sistema San Fernando	16,564,664	15,402,385
Gas LP Burgos Monterrey	<u>6,052,249</u>	<u>5,627,623</u>
Total	<u>\$ 30,418,667</u>	<u>\$ 28,284,336</u>

Los gastos estimados de estas obligaciones han sido registrados a valor presente de los flujos de efectivo futuros mediante el método de interés efectivo usando como tasa de descuento apropiada, una tasa libre de riesgo de crédito de la entidad. Ésta tasa corresponde al 7% en las empresas del Grupo Gasoductos. Así mismo, se consideraron los años de vida remanente de los Proyectos como sigue: Ducto Samalayuca 16 años; estación de compresión GAD 11 años, sistema San Fernando 22 años y gas LP Burgos Monterrey 17 años.

10. Capital contable

- a. El capital social de la Entidad se encuentra dividido en dos partes sociales, las cuales representan el número de socios de la Entidad. Dichas partes sociales se integran de la Serie "A" y de la Serie "B", ambas compuestas tanto de capital fijo como de variable.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el capital social fijo asciende a \$59,771,617 (\$41,824,856 a valor nominal) y el capital variable asciende a \$1,063,541,270 (\$744,273,786 a valor nominal), los cuales están totalmente suscritos y pagados:

	Capital social fijo	Capital social variable	Total
PGPB	\$ 20,912,428	\$ 372,136,893	\$ 393,049,321
Sempra Gasoductos Holding, S. de R.L. de C.V.	<u>20,912,428</u>	<u>372,136,893</u>	<u>393,049,321</u>
	<u>\$ 41,824,856</u>	<u>\$ 744,273,786</u>	<u>\$ 786,098,642</u>

- b. Las utilidades retenidas incluyen la reserva legal. De acuerdo con la Ley General de Sociedades Mercantiles, de las utilidades netas del ejercicio debe separarse un 5% como mínimo para formar la reserva legal, hasta que su importe ascienda al 20% del capital social a valor nominal. La reserva legal puede capitalizarse, pero no debe repartirse a menos que se disuelva la sociedad, y debe ser reconstituida cuando disminuya por cualquier motivo. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, su importe a valor nominal asciende a \$157,219,728.
- c. La distribución del capital contable, excepto por los importes actualizados del capital social aportado y de las utilidades retenidas fiscales, causará el impuesto sobre la renta a cargo de la Entidad a la tasa vigente al momento de la distribución. El impuesto que se pague por dicha distribución, se podrá acreditar contra el ISR del ejercicio en el que se pague el impuesto sobre dividendos y en los dos ejercicios inmediatos siguientes, contra el impuesto del ejercicio y los pagos provisionales de los mismos.
- d. Los saldos de las cuentas fiscales del capital contable al 31 de diciembre, son:

	2013	2012
Cuenta de capital de aportación	\$ 1,426,224,998	\$ 1,371,765,892
Cuenta de utilidad fiscal neta	<u>4,580,981,622</u>	<u>3,042,599,072</u>
Total	<u>\$ 6,007,206,620</u>	<u>\$ 4,414,364,964</u>

11. Saldos y operaciones en divisa extranjera

- a. La posición monetaria en divisa extranjera al 31 de diciembre es:

	2013	2012
Dólares estadounidenses:		
Activos monetarios	109,519,421	243,393,995
Pasivos monetarios	<u>(1,984,638)</u>	<u>(33,885,558)</u>
Posición larga	<u>107,534,783</u>	<u>209,508,437</u>
Equivalentes en pesos	<u>\$ 1,406,178,590</u>	<u>\$ 2,725,725,716</u>

- b. Las operaciones en moneda extranjera fueron como sigue:

	(En Dólares estadounidenses)	
	2013	2012
Ingresos por servicio de transporte	<u>130,604,173</u>	<u>124,461,738</u>
Servicios recibidos	<u>18,486,471</u>	<u>16,294,159</u>
Gastos por intereses	<u>588,316</u>	<u>2,051,901</u>
Provisión de fondos utilizados durante la construcción	<u>13,972,467</u>	<u>8,299,608</u>
Ingresos por intereses	<u>4,077</u>	<u>5,085</u>
Otros ingresos	<u>1,914,163</u>	<u>1,276,504</u>

- c. Los tipos de cambio, en pesos, vigentes a la fecha de los estados financieros y a la fecha de su dictamen, fueron como sigue:

	30 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012	27 de febrero de 2014
Dólar estadounidense	<u>\$ 13.0765</u>	<u>\$ 13.0101</u>	<u>\$ 13.2992</u>

12. Operaciones y saldos con partes relacionadas

- a. Las operaciones con partes relacionadas efectuadas en el curso normal de sus operaciones, fueron como sigue:

	2013	2012
Ingresos de transportación de gas natural PGPB	<u>\$ 1,689,703,232</u>	<u>\$ 1,635,037,955</u>
Ingresos de servicios administrativos TAG Pipelines	<u>\$ 42,672,040</u>	<u>\$ 57,435,049</u>
Servicios recibidos de operación y mantenimiento	<u>\$ 146,671,635</u>	<u>\$ 128,009,253</u>
Ingresos por recuperación de gastos a PGPB	<u>\$ 3,912,570</u>	<u>\$ 3,884,983</u>

- b. El 13 de diciembre de 2013, la Entidad 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 transportistas con PGPB el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad reservada en base firma de 40mmpcd. El convenio modificatorio completa una tarifa y una vigencia de un año, así como renovación automática anual.
- c. El 13 de diciembre de 2013, la Entidad celebró un convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TI-1 firmado en su calidad de transportistas con PGPB el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad reservada en base firma de 80mmpcd. El convenio modificatorio completa una tarifa y una vigencia de un año, así como renovación automática anual.
- d. El 13 de diciembre de 2013, la Entidad celebró un convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TI-2 firmado en su calidad de transportistas con PGPB el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad reservada en base firma de 80mmpcd. El convenio modificatorio completa una tarifa y una vigencia de un año, así como renovación automática anual.
- e. El 27 de noviembre de 1998, Gasoductos de Chihuahua celebró un contrato con PGPB, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas natural. Este contrato estipulaba una fecha de terminación de 1 de abril de 2009 y que podía ser renovado en forma anual. Este contrato se ha venido renovando cada año con las mismas condiciones.
- f. El 19 de diciembre de 2001, Gasoductos de Tamaulipas celebró un contrato con PGPB, mediante el cual presta servicios de transporte de gas natural. Este contrato se dará por terminado en un período de 20 años contados a partir del 12 de noviembre de 2003 (fecha de operación comercial).
- g. El 2 de mayo de 2002, Gasoductos de Tamaulipas celebró un contrato con PGPB, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas natural. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial.
- h. El 15 de diciembre de 2005, TDF celebró un contrato de servicios de transporte de gas licuado de petróleo con PGPB. Este contrato se dará por terminado en un período de 20 años contados a partir de la fecha de operación comercial.
- i. El 15 de diciembre de 2005, TDF celebró un contrato con PGPB, 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.
- j. El 17 de febrero del 2013, TDN celebró un contrato con PGPB, mediante el cual presta servicios de almacenamiento para suministros de gas licuado de petróleo. Este contrato tiene una vigencia de 15 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial.

- k. El 21 de febrero de 2012, TDN celebró un contrato con PGPB, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas licuado de petróleo. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial.
- l. El 13 de diciembre de 2012, GDS celebró un contrato con PGPB, mediante el cual presta servicios de transporte de etano. Este contrato tiene una vigencia de 21 años contados a partir de la fecha en que el primer segmento entre en operación comercial.
- m. El 19 de julio de 2013, GDN celebró un contrato con PGPB, mediante el cual presta servicios de transporte de gas natural. Este contrato tiene una vigencia de 25 años contractuales contados a partir de la fecha de operación comercial del ducto.
- n. El 23 de septiembre de 2011 Gasoductos Servicios, S. de R.L. de C.V. (GS) celebró un contrato de servicios con MGI Supply, Ltd (MGI). El margen de utilidad sobre los costos de los servicios facturados será de un 5%. Este contrato tiene una vigencia de un año a partir de la firma de dicho contrato, MGI tiene la opción de extenderlo por un período igual notificando por escrito sesenta días antes a GS.
- o. El 18 de abril de 2012 se firmó un convenio modificatorio al contrato de servicios entre MGI y GS mediante el cual MGI acordó ceder la totalidad de los derechos y obligaciones establecidas en el contrato de servicios a TAG Pipelines, S. de R. L. de C. V.

13. Ingresos por servicios administrativos y otros

	31 de diciembre de	
	2013	2012
Prestación servicios administrativos	\$ 46,478,671	\$ 57,435,049
Ingresos por desbalance	6,190,135	7,553,342
Ingresos por recuperación de gastos a PGPB	3,912,570	3,884,983
Recuperación de seguros	63,703,915	-
Actualización de impuestos	3,376,408	43,596,314
Otros ingresos, neto	<u>4,241,461</u>	<u>5,963,429</u>
Otros ingresos	<u>\$ 127,903,160</u>	<u>\$ 118,433,117</u>

14. Otros costos

	31 de diciembre de	
	2013	2012
Costo por baja de activo fijo	15,056,727	18,203,972
Obras sociales	<u>165,957</u>	<u>8,714,893</u>
	<u>\$ 15,222,684</u>	<u>\$ 26,918,865</u>

15. Impuestos a la utilidad

La Entidad está sujeta al ISR y al IETU.

ISR - La tasa fue 30% para 2013 y 2012 y conforme a la nueva Ley de ISR 2014 (Ley 2014) continuará al 30% para 2014 y años posteriores.

Respecto al reconocimiento contable de los temas incluidos en la Reforma Fiscal 2014, que están relacionados con los impuestos a la utilidad, el CINIF emitió la INIF 20 Efectos Contables de la Reforma Fiscal 2014, con vigencia a partir de diciembre 2013.

IETU - A partir de 2014 se abrogó el IETU, por lo tanto, hasta el 31 de diciembre de 2013 se causó este impuesto, tanto para los ingresos como las deducciones y ciertos créditos fiscales con base en flujos de efectivo de cada ejercicio. La tasa fue 17.5%.

A partir de 2008, se abrogó la Ley del IMPAC, permitiendo bajo ciertas circunstancias, la recuperación de este impuesto pagado en los diez ejercicios inmediatos anteriores a aquél en que por primera vez se pague ISR, en los términos de las disposiciones fiscales.

El impuesto a la utilidad causado es el que resulta mayor entre el ISR y el IETU hasta 2013.

Hasta 2012, con base en proyecciones financieras, la Entidad identificó que pagaría ISR y una de sus Entidades causó IETU de manera circunstancial. Derivado de lo anterior, calculó tanto el ISR como el IETU diferidos y reconoció el que representó el pasivo mayor, que fue el ISR diferido. A partir de 2013, se calcula únicamente ISR diferido debido a la abrogación del IETU.

Los impuestos a la utilidad y la conciliación de la tasa legal y tasa efectiva expresada en importes y con un porcentaje de la utilidad antes de impuestos a la utilidad, es como sigue:

	2013		2012	
	ISR Causado	Tasa %	ISR causado	Tasa %
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	\$1,362,004,395		\$1,291,052,325	
Impuesto causado	296,994,538		302,578,327	
Impuesto diferido	<u>113,125,171</u>		<u>(109,055,218)</u>	
Total de impuestos a la utilidad	410,119,709	30%	193,523,109	15%
Efectos de inflación	(14,333,012)	(1)%	30,194,520	2%
No deducibles y otros	7,944,882	-	(5,027,862)	-
Ingresos no acumulables	<u>4,869,740</u>	<u>1%</u>	<u>168,625,931</u>	<u>13%</u>
	<u>\$ 408,601,319</u>	<u>30%</u>	<u>\$ 387,315,698</u>	<u>30%</u>

a. Los principales conceptos que originan el saldo del pasivo por ISR diferido son:

	2013	2012
Provisiones	\$ (10,855,014)	\$ (1,402,614)
Pasivo por PTU	(532,688)	(817,083)
Ductos, derechos de vía y equipo, neto	769,561,412	604,222,484
Seguros	5,084,782	8,020,197
Provisión para fondo por Contratos de Servicios Específicos ("CSE")	(27,390,497)	(21,699,408)
Operación y mantenimiento	(2,598,908)	(1,549,552)
Pérdidas fiscales	<u>(82,518,589)</u>	<u>(49,185,525)</u>
	<u>\$ 650,750,498</u>	<u>\$ 537,588,499</u>

- b. Los beneficios de las pérdidas fiscales actualizadas pendientes de amortizar por los que ya se ha reconocido el activo por ISR diferido, pueden recuperarse cumpliendo con ciertos requisitos. Los años de vencimiento y sus montos actualizados al 31 de diciembre de 2013, son:

Año de Vencimiento	Pérdidas amortizables
2014	\$ 61,691
2015	21,542
2016	232,823
2017	219,060
2018	189,734
2019	141,851
2020	116,691
2021	12,560,908
2022	47,401,522
2023	<u>218,422,103</u>
	<u>\$ 279,367,925</u>

16. Compromisos

Al 31 de diciembre de 2013, la Entidad cuenta con los siguientes compromisos propios y a través de sus compañías subsidiarias:

- El 15 de febrero de 2001, Gasoductos de Chihuahua firmó con la CFE un contrato 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, contados a partir del 12 de noviembre de 2001 (fecha de inicio de operación comercial de dicha estación), con derecho de renovación por 5 años. La capacidad máxima diaria que cubre este contrato es de 60 miles de millones de pies cúbicos por día ("mmpcd").
- El 31 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua celebró un contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TF-1 en su calidad de transportista con CFE por una capacidad reservada en base firme de 100 mmpcd. El contrato contempla una tarifa regulada y una vigencia de un año.
- El 31 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua celebró un contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TI-1 en su calidad de transportista con CFE por una capacidad reservada en base firme de 72 mmpcd. El contrato contempla una tarifa regulada y una vigencia de un año.
- El 19 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua celebró el Tercer 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 mmpcd. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y una vigencia de un año, así como renovación automática anual.
- El 19 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua celebró el Tercer convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TI-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 80 mmpcd. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y una vigencia de un año, así como renovación automática anual.

- f. El 19 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua celebró el Tercer convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, bajo el esquema de base firme TI-2 firmado en su calidad de transportista con PGPB el 11 de diciembre de 2009, el cual tiene una capacidad reservada en base firme de 80 mmpcd. El convenio modificatorio contempla una tarifa regulada y una vigencia de un año, así como renovación automática anual
- g. El 19 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua celebró el primer convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural, celebrado el 21 de diciembre 2012, bajo el esquema de base firme TI-1 en su calidad de transportista con Energía Chihuahua el 21 de diciembre de 2012, a fin de extender la vigencia del mismo hasta el 31 de diciembre de 2014a. El 19 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua celebró el Tercer Convenio Modificatorio al Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural celebrado el 11 de diciembre de 2009, bajo el esquema de base firme TF-1 en su calidad de transportista con PGPB (parte relacionada), a fin de extender la vigencia del mismo hasta el 31 de diciembre de 2014. el cual tiene una capacidad reservada en base interrumpible es de 2.5 mmpcd.
- h. El 19 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua celebró el Tercer Convenio Modificatorio al Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural celebrado el 11 de diciembre de 2009, bajo el esquema de base firme TI-1 en su calidad de transportista con PGPB (parte relacionada), a fin de extender la vigencia del mismo hasta el 31 de diciembre de 2014.
- i. El 19 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua celebró el Tercer Convenio Modificatorio al Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural celebrado el 11 de diciembre de 2009, bajo el esquema de base firme TI-2 en su calidad de transportista con PGPB (parte relacionada), a fin de extender la vigencia del mismo hasta el 31 de diciembre de 2014.
- j. Gasoductos de Tamaulipas tiene celebrado un contrato de servicios de transporte y compresión de gas natural con PGPB. Este contrato fue firmado el 19 de diciembre de 2001 e involucra una capacidad de 1,000 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. El contrato contempla una tarifa convencional según lo establece la regulación de gas natural de 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).
- k. Con fecha del 15 de diciembre de 2005, TDF firmó un contrato de servicios de transporte de gas LP, con PGPB. Este Contrato es bajo el esquema de servicio de transporte en base firme con una capacidad reservada de transporte de 4,470 metros cúbicos por día equivalente a 30,000 barriles por día. El Contrato es por un plazo de 20 años a partir de la fecha de operación comercial con una tarifa regulada.
- l. El 27 de noviembre de 1998, Gasoductos de Chihuahua celebró un contrato con PGPB, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas natural. Este contrato estipulaba una fecha de terminación de 1 de abril de 2009 y que podía ser renovado en forma anual. Este contrato se ha venido renovando cada año con las mismas condiciones.
- m. El 2 de mayo de 2002, Gasoductos de Tamaulipas celebró un contrato con PGPB, mediante el cual recibe servicios de operación y mantenimiento para el sistema de transporte de gas natural. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial.
- n. El 15 de diciembre de 2005, TDF celebró un contrato con PGPB, 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.
- o. Con fecha del 28 de octubre de 2011, Transportadora del Norte SH firmó un contrato con Cobra Instalaciones México, S. A. de C. V. ("Contratista") para la construcción, ingeniería y procuramiento de la planta de almacenamiento para suministro de gas LP en el municipio de Zapotlanejo, Guadalajara. Este contrato establece que si la construcción de esta planta de almacenamiento no se concluye en 365 días después de la notificación de arranque de obra, el contratista está obligado al pago de una penalización a Transportadora del Norte SH por 10,000 dólares americanos por cada día de retraso en los primeros 60 días, de 30,000 dólares americanos por cada día de retraso del día 61 al 120 y de 50,

- p. El 17 de febrero de 2012, Gasoductos de Chihuahua firmó un contrato de servicios de almacenamiento para suministro de gas LP, con PGPB. Este Contrato es bajo el esquema de servicio de almacenamiento en base firme con una capacidad de almacenamiento reservada de 2,403.88 toneladas por día equivalente a 30,000 barriles por día (BPD). El Contrato tiene una vigencia de 15 años a partir de la fecha de operación comercial con una tarifa regulada por la Comisión Reguladora de Energía.
- q. El 18 de junio de 2012 se firmó un convenio modificatorio al contrato de servicios de almacenamiento para suministro de gas LP entre Transportadora del Norte SH y PGPB mediante el cual Gasoductos de Chihuahua acordó ceder la totalidad de los derechos y obligaciones establecidas en el contrato servicios de almacenamiento y sus anexos a Transportadora del Norte SH.

En caso de existir un retraso en la entrada en Operación Comercial de la planta de suministro, el prestador de servicios deberá pagar a favor del usuario la cantidad de \$361,643 (trescientos sesenta y un mil seiscientos cuarenta y tres pesos 00/100 MN) por cada día de retraso. Este importe se ajustará anualmente de acuerdo con el Índice Nacional de Precios al Consumidor publicado en el Diario Oficial de la Federación, en forma sucesiva tomando como base el monto actualizado del año inmediato anterior.

El monto de la penas convencionales no podrá exceder de la cantidad de \$108,000,000 de pesos, durante la vigencia del Contrato, en el entendido de que este monto deberá actualizarse anualmente de acuerdo al Índice Nacional de Precios al Consumidor publicado en el Diario Oficial de la Federación, en forma sucesiva tomando como base el monto actualizado del año inmediato anterior.

- r. El 21 de febrero de 2012, Transportadora del Norte SH, 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 15 años contados a partir de la fecha de inicio de operación comercial.
- s. Con fecha del 21 de diciembre de 2012, Gasoductos del Sureste firmó un contrato con Techint, S. A. de C. V. ("Contratista") para la construcción, ingeniería y procuramiento del etanoducto en los siguientes tramos: Segmento I Nuevo Pemex – Cactus, Segmento II Cactus- Complejo Etileno XXI y Segmento III Complejo Etileno XXI- Anillo Etano Área Coatzacoalcos.

Este contrato establece que si la construcción de este etanoducto no se concluye el 30 de junio de 2014 después de la notificación de arranque de obra, el Contratista está obligado al pago a Gasoductos del Sureste de una penalización en dólares americanos por cada día de retraso en: el Segmento I por los primeros 30 días \$37,250; del día 31 al 60 \$40,000, del 61 al 90 \$45,000, del 91 al 120 \$50,000, del 121 al 150 \$55,000, del 151 al 180 \$65,000 y a partir del día 181 en adelante \$70,000. Del Segmento II en los primeros 30 días \$41,250, del día 31 al 120 \$42,500, del 121 al 150 \$52,500, del 151 al 180 \$72,500 y a partir del día 181 en adelante \$107,500. Del Segmento III en los primeros 30 días \$31,250, del día 31 al 120 \$32,500, del 121 al 150 \$42,500, del 151 al 180 \$62,500 y del día 181 en adelante \$99,500.

- t. Con fecha del 27 de noviembre de 2012, Gasoductos del Sureste firmó un contrato de servicios de transporte de etano, con PGPB 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 BPD, Segmento II Nuevo Pemex- Km 3 66,000 BPD, Segmento II Cactus- Km 3 38,000 BPD, Segmento II Km 3- Complejo Etileno XXI 95,500 BPD y Segmento III Cd. Pemex- Nuevo Pemex 105,600 BPD.

En el caso de incumplimiento de la fecha programada de operación comercial GDS pagará a PGPB una penalización en dólares americanos por cada día de retraso en: el Segmento I por los primeros 30 días \$7,500; del día 31 al 60 \$10,000, del 61 al 90 \$15,000, del 91 al 120 \$20,000, del 121 al 150 \$25,000, del 151 al 180 \$35,000 y del día 181 en adelante \$40,000. Del Segmento II y III en los primeros 30 días \$1,250, del día 31 al 120 \$2,500, del 121 al 150 \$12,500, del 151 al 180 \$32,500 y del día 181 en adelante \$67,500 dólares americanos.

u. El límite total del monto de las penas convencionales a partir de la fecha de firma del contrato y hasta la fecha de operación comercial del último segmento no podrá exceder la cantidad de USD \$30,000,000 (treinta millones de dólares).

v. Con fecha del 15 de octubre de 2013, Gasoductos del Noreste firmó un contrato con Bonatti, S. P. A. ("Contratista") para la construcción, ingeniería y procuramiento del proyecto Los Ramones Fase I.

Este contrato establece que si la construcción de éste ducto no se concluye el 1 de diciembre de 2014, después de la notificación de arranque de obra, el Contratista está obligado al pago a Gasoductos del Noreste de una penalización en dólares americanos por cada día de retraso en los primeros 30 días \$75,000, del día 31 al 90 \$150,000, del 91 en adelante \$250,000

w. Con fecha del 19 de julio de 2013, Gasoductos del noreste firmó un contrato de servicios de transporte de gas natural, con PEMEX-Gas Petroquímica Básica (PGPB) por un plazo de 25 años a partir de la fecha de operación comercial del sistema con una tarifa convencional, el cual contara con 2 etapas, la fecha de operación comercial del ducto será el 1 de diciembre de 2014 y la fecha de operación comercial del sistema será el 1 de diciembre de 2015 donde se agregaran 2 turbocompresores. Este Contrato es bajo el esquema de servicio de transporte en base firme con una capacidad reservada de transporte de 1,000 MMdpcd en la primera etapa y 2,100 MMdpcd en la segunda.

En caso de incumplimiento en las fechas programadas de operación comercial del ducto y del sistema, GDN pagará a PGPB una penalización en dólares americanos de \$60,822 por cada día de atraso.

El límite total del monto de las penalizaciones convencionales por atraso en el cumplimiento de la fecha de operación comercial del ducto y del sistema no podrá exceder la cantidad de USD \$22,200,000 (veintidós millones doscientos mil dólares).

17. Contingencias

Como se menciona en la Nota 16q, Transportadora del Norte SH, S. de R. L. de C. V. se encuentra en proceso de negociación de las penas convencionales derivadas de la entrada tardía en operación de la Terminal de Almacenamiento de Gas LP de Zapotlanejo, Guadalajara.

18. Hecho posterior

El 5 de diciembre de 2013, Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V., firmó un contrato de crédito sindicado con 4 bancos, teniendo como agente principal a BBVA Bancomer, S.A., y como fiduciario a Deutsche Bank México, División Fiduciaria. El crédito contratado es por \$475,395,000 dólares americanos y se destinará para desarrollar el proyecto Ramones Fase I. Los bancos que participan en dicho crédito, son BBVA Bancomer con un porcentaje de aportación del 50%, The Bank of Tokio Mitsubishi con 20%, Mizuho Bank y Norddeutsche Landesbank 15% cada uno. Los flujos de dicho crédito se recibirán en tres disposiciones: el 15 de enero 2014 \$192,000,000, el 14 de febrero 2014 \$48,000,000 y el 10 de marzo 2014 \$235,395,000.

El préstamo otorgado tiene amortizaciones trimestrales comenzando la primera a partir del 18 de marzo de 2014 terminando en 2026, siendo el plazo total del préstamo 13 años.

El interés que devenga el contrato de crédito es a una Tasa Libor a 90 días más un margen aplicable de 2.00% hasta el quinto aniversario, del quinto al octavo a una tasa LIBOR más 2.25%, del octavo al doceavo aniversario a una tasa LIBOR más 2.5% y para el año 13 una Tasa Libor más 2.75%.

Asimismo con fecha 22 de enero de 2014, se contrató un instrumento financiero derivado (Swap) para cubrir el riesgo de tasa de interés sobre el total del monto del crédito, el cual se cerró a una tasa de 2.63%.

En dicho crédito, Gasoductos de Chihuahua quedó denominada como acreditada, Gasoductos de Tamaulipas y TDF conjuntamente denominados como los garantes y avalistas a través de la cesión de derechos de cobro de un portafolio de proyectos integrados por GDC, TDF y GDT como fuente de pago del crédito.

Como parte de las obligaciones que derivan del crédito, GDC, GDT y TDF deben mantener las siguientes razones financieras durante la vigencia del crédito:

- 1) Mantener un Capital contable mínimo durante la vigencia del crédito, en los montos que se indica:
Montos denominados en dólares americanos

Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V.	\$	450,000,000
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.	\$	130,000,000
TDF, S. de R. L. de C. V.	\$	90,000,000

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

19. Nuevos pronunciamientos contables

Durante 2013 el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera promulgó las siguientes NIF, que entran en vigor a partir del 1 de enero de 2014, permitiéndose su aplicación anticipada como sigue:

NIF B-12 Compensación de activos financieros y pasivos financieros
NIF C-14 Transferencia y baja de activos financieros

Algunos de los principales cambios que establecen estas normas, son:

NIF B-12, *Compensación de activos financieros y pasivos financieros* - Establece las normas de presentación y revelación de la compensación de activos y pasivos financieros, en el estado de posición financiera, indicando que esta solo debe proceder cuando: a) se tiene un derecho y obligación legal de cobrar o pagar un importe compensado, y b) el monto resultante de compensar el activo con el pasivo financiero refleja los flujos de efectivo esperados de la entidad al liquidar dos o más instrumentos financieros. Asimismo, establece que una entidad debe compensar solo cuando se cumplan las siguientes dos condiciones: 1) tenga un derecho legalmente exigible y vigente de compensar el activo financiero y el pasivo financiero en cualquier circunstancia; y a su vez, 2) tenga la intención de liquidar el activo y pasivo financiero sobre una base compensada o de realizar el activo financiero y liquidar el pasivo financiero simultáneamente.

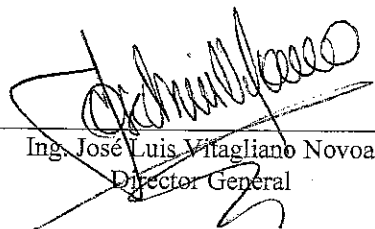
NIF C-14, *Transferencia y baja de activos financieros*- Establece las normas relativas al reconocimiento contable de las transferencias y bajas de activos financieros distintos del efectivo y equivalentes de efectivo, tales como instrumentos financieros por cobrar o negociables, así como la presentación en los estados financieros de dichas transferencias y las revelaciones relativas. Para que una transferencia califique también como baja, debe haber una cesión completa de los riesgos y beneficios del activo financiero.

El transferente del activo financiero lo dará de baja de su estado de posición financiera hasta el momento en que ya no tenga un beneficio o pérdida futura con respecto al mismo. De manera inversa, el receptor asumirá los riesgos inherentes a dicho activo financiero adquirido y tendrá un rendimiento adicional si los flujos de efectivo originados por el mismo son superiores a los originalmente estimados o una pérdida, si los flujos recibidos fueran inferiores.

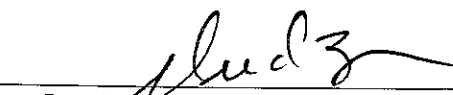
A la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, la Entidad está en proceso de determinar los efectos de estas nuevas normas en su información financiera.

20. **Autorización de la emisión de los estados financieros**

Los estados financieros consolidados fueron autorizados para su emisión el 27 de febrero de 2014, por el Ing. José Luis Vitagliano Novoa, Director General y el Ing. Antonio Hernández Benítez, Director de Administración y Finanzas, consecuentemente estos no reflejan los hechos ocurridos después de esa fecha, y están sujetos a la aprobación del Consejo de Gerentes y Asamblea de Socios de Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V., quien puede decidir su modificación de acuerdo con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades Mercantiles.



Ing. José Luis Vitagliano Novoa
Director General



Ing. Antonio Hernández Benítez
Director de Administración y Finanzas
