

**PROSPECTO DEFINITIVO.** Los valores mencionados en el Prospecto Definitivo han sido registrados en el Registro Nacional de Valores que lleva la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, los cuales no podrán ser ofrecidos ni vendidos fuera de los Estados Unidos Mexicanos, a menos que sea permitido por las leyes de otros países.

**DEFINITIVE PROSPECTUS.** The securities have been registered with the securities section of the National Registry of Securities (RNV) maintained by the CNBV. They cannot be offered or sold outside the United Mexican States unless permitted by the laws of other countries.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'S' followed by a horizontal line and a vertical line extending downwards.



**SEMPRA MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.  
PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES  
MONTO TOTAL AUTORIZADO \$12,800,000,000.00  
(DOCE MIL OCHOCIENTOS MILLONES DE PESOS 00/100 M.N.)  
O SU EQUIVALENTE EN UDIS**

Cada Emisión de certificados bursátiles hecha al amparo del presente Programa contará con sus propias características. Podrán realizarse una o varias emisiones de certificados bursátiles hasta por el monto autorizado del Programa. El precio de colocación, el monto de emisión, el valor nominal, la fecha de emisión, registro y liquidación, la fecha de vencimiento, forma de asignación (directa o por subasta), la tasa de interés aplicable y la forma de calcularla (en su caso), la periodicidad de pago de intereses o, en su caso, la tasa de interés aplicable, entre otras características de cada emisión de los certificados bursátiles, serán acordados por el Emisor (como se define abajo) con el intermediario colocador respectivo en el momento de cada Emisión y se contendrán en el Suplemento y Títulos respectivos. Los certificados bursátiles se denominarán en Pesos o en UDIS, según se señale en la convocatoria y/o en el aviso o en el Suplemento respectivo, según sea el caso. Las emisiones de certificados bursátiles que se realicen al amparo del Programa serán de largo plazo de conformidad con las restricciones que se establecen en este Prospecto.

**CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA**

**EMISOR:** Semptra México, S. de R.L. de C.V. (el "Emisor").

**DOMICILIO DEL EMISOR:** Torre Esmeralda I, Blvd. Manuel Ávila Camacho No. 40, Piso 20°, Lomas de Chapultepec, 11000, México D.F.

**TIPO DE VALOR:** Certificados bursátiles, según se describe en este Prospecto (los "Certificados Bursátiles").

**CLAVE DE PIZARRA:** SEMPRA

**MONTO TOTAL AUTORIZADO DEL PROGRAMA:** \$12,800,000,000.00 (doce mil ochocientos millones de Pesos 00/100 Moneda Nacional) o su equivalente en UDIS, sin que el monto conjunto de las emisiones vigentes en cualquier fecha pueda exceder del monto total autorizado del programa.

**VALOR NOMINAL DE LOS CERTIFICADOS BURSÁTILES:** el valor nominal de cada Certificado Bursátil será de \$100.00 M.N. (cien Pesos 00/100 Moneda Nacional) o 100 (cien) UDIS o sus múltiplos.

**VIGENCIA DEL PROGRAMA:** 5 (cinco) años contados a partir de la fecha de autorización del Programa por la CNBV, plazo durante el cual el Emisor podrá realizar emisiones de Certificados Bursátiles, hasta por una cantidad que no podrá exceder del monto total autorizado del Programa.

**DENOMINACIÓN:** Los Certificados Bursátiles podrán denominarse en Pesos o UDIS, según se señale en el Título, en la Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente.

**PLAZO DE LAS EMISIONES:** El plazo de los Certificados Bursátiles será determinado para cada emisión y se establecerá en el Título, en la Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente. Los Certificados Bursátiles tendrán un plazo mínimo de 1 (un) año y máximo de 10 (diez) años.

**FECHA DE EMISIÓN Y LIQUIDACIÓN:** La fecha de emisión y liquidación de los Certificados Bursátiles serán determinadas para cada emisión de Certificados Bursátiles realizada al amparo del Programa, según se señale en el Título, en el Aviso de Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente.

**RECURSOS NETOS QUE OBTENDRÁ EL EMISOR:** Los recursos netos que obtenga el Emisor con las emisiones de Certificados Bursátiles realizadas al amparo del Programa serán determinados para cada emisión y se establecerán en el Aviso de Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente a cada emisión.

**AMORTIZACIÓN:** La amortización de los Certificados Bursátiles se llevará a cabo de la manera que se indique para cada emisión en el Título y en el Suplemento correspondiente, pudiendo amortizarse mediante un solo pago al vencimiento o mediante amortizaciones programadas.

**AMORTIZACIÓN ANTICIPADA:** Los Certificados Bursátiles podrán contener disposiciones relativas a su amortización anticipada, según se señale en el Título, en el Aviso de Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente.

**OBLIGACIONES DEL EMISOR:** Los Certificados Bursátiles podrán prever obligaciones de dar, hacer o de no hacer del Emisor según se señale en el Título, en el aviso o en el Suplemento correspondiente.

**VENCIMIENTO ANTICIPADO:** Los Certificados Bursátiles podrán contener disposiciones relativas a un vencimiento anticipado, según se señale en el Título, en el Aviso de Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente, según sea el caso.

**TASA DE INTERÉS:** A partir de su fecha de colocación y en tanto no sean amortizados, los Certificados Bursátiles generarán un interés bruto fijo o variable anual sobre el saldo insoluto de principal de los Certificados Bursátiles, ya sea denominado en Pesos o en UDIS, que el Representante Común determinará con base en la fórmula para determinación de intereses que en su caso se establezca en el Suplemento correspondiente a cada emisión.

**PERIODICIDAD DE PAGO DE INTERESES:** Los intereses devengados al amparo de los Certificados Bursátiles serán pagados con la periodicidad que se establezca para cada emisión y que se establecerá en el Título, en la convocatoria, en el aviso o en el Suplemento correspondiente.

**AUMENTO EN EL NÚMERO DE CERTIFICADOS BURSÁTILES:** El número de Certificados Bursátiles emitidos y ofrecidos en cada emisión al amparo del Programa, podrá incrementarse según se determine en el Título y en el Suplemento correspondiente.

**LUGAR Y FORMA DE PAGO DE INTERESES Y PRINCIPAL:** El principal y los intereses devengados respecto de los Certificados Bursátiles se pagarán el día de su vencimiento o en la fecha de pago de intereses respectiva en el domicilio de S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V. ubicado en Paseo de la Reforma N° 255-3er piso, Col. Cuauhtémoc, México, D.F., mediante transferencia electrónica a los intermediarios correspondientes. En caso de mora los pagos se realizarán en las oficinas del Emisor, ubicadas en el lugar que para cada Emisión se designe en el Suplemento correspondiente.

**GARANTÍA:** Los Certificados Bursátiles podrán ser quirografarios o contar con garantía específica según se señale en el Título, en el aviso o en el Suplemento correspondiente.

**CALIFICACIONES:** Cada emisión que se realice al amparo del Programa será calificada y las calificaciones se incluirán en el Título y en el Suplemento correspondiente.

**DEPOSITARIO:** El Título que ampara los Certificados Bursátiles, se mantendrá en depósito en S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V., para los efectos del artículo 282 de la Ley del Mercado de Valores.

**POSIBLES ADQUIRENTES:** Personas físicas y morales de nacionalidad mexicana o extranjera; cuando su régimen de inversión lo prevea expresamente. Los posibles adquirentes deberán considerar cuidadosamente toda la información contenida en el Prospecto y en el Suplemento correspondiente a cada emisión, y en especial, la incluida bajo "Factores de Riesgo".

**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 para efectos fiscales a lo previsto en el artículo 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 el artículo 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. El régimen fiscal vigente podrá modificarse a lo largo de la vigencia del Programa.

**LEGISLACIÓN APLICABLE Y JURISDICCIÓN:** Los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa se registrarán e interpretarán conforme a la legislación mexicana aplicable. El Emisor, el Representante Común y, por virtud de la adquisición de los Certificados Bursátiles, los Tenedores, se someterán a la jurisdicción de los tribunales federales competentes con sede en la Ciudad de México, Distrito Federal, para cualquier controversia relacionada con los Certificados Bursátiles, cualquier asamblea de Tenedores, y/o cualquier documento relacionado con la Emisión, renunciando a cualquier otro fuero que pudiera corresponderles por razón de su domicilio, presente o futuro, o por cualquier causa.

**REPRESENTANTE COMÚN:** La institución de crédito o casa de bolsa autorizada por el Emisor para actuar como representante común, según se determine en el Suplemento correspondiente.

**INTERMEDIARIOS COLOCADORES**



**Deutsche Securities, S.A. de C.V., Casa de Bolsa**



**Casa de Bolsa Credit Suisse, Grupo Financiero Credit Suisse (México), S.A. de C.V.**



**Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México**

El Programa de Certificados Bursátiles que se describe en este Prospecto fue autorizado por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y se encuentra inscrito con el número 3420-4.15-2013-001 en el Registro Nacional de Valores y serán objeto de cotización en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

Los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del presente Prospecto serán aptos para ser listados en el listado correspondiente de la BMV.

"La inscripción en el Registro Nacional de Valores no implica certificación sobre la bondad de los valores, solvencia del Emisor o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en el Prospecto, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes."

El presente Prospecto de Colocación se encuentra a disposición con los Intermediarios Colocadores y también podrá consultarse en Internet en las siguientes páginas: [www.cnbv.gob.mx](http://www.cnbv.gob.mx) y [www.sempramexico.com](http://www.sempramexico.com)

Autorización publicación CNBV No. 153/6298/2013 de fecha 11 de febrero de 2013.

México, D.F. a 14 de febrero de 2013.

## ÍNDICE Y TABLA DE REFERENCIAS

ÍNDICE DEL PROSPECTO	Página del Prospecto
<b>I. INFORMACIÓN GENERAL</b> .....	<b>3</b>
a) Glosario de términos y definiciones .....	4
b) Presentación de la información.....	8
c) Resumen Ejecutivo .....	12
d) Factores de Riesgo	25
i. Riesgos relacionados con las actividades y la industria de la Compañía ....	25
ii. Riesgos relacionados con la situación del país .....	42
iii. Riesgos relacionados con los Certificados Bursátiles .....	45
e) Otros Valores .....	48
f) Documentos de Carácter Público .....	48
<b>II. EL PROGRAMA</b> .....	<b>49</b>
a) Características del Programa .....	49
b) Destino de los Fondos .....	53
c) Gastos relacionados con el Programa.....	53
d) Plan de Distribución .....	53
e) Estructura de Capital considerando el Programa .....	54
f) Funciones del Representante Común .....	54
g) Asamblea de Tenedores.....	54
h) Nombres de personas con Participación Relevante.....	55
<b>III. EL EMISOR</b> .....	<b>56</b>
a) Historia y desarrollo del Emisor .....	56
b) Descripción del negocio .....	57
i) Perfil de la Industria .....	64
ii) Actividad principal, canales de distribución, principales clientes e información de mercado, por segmento de negocios. ....	66
iii) Patentes, licencias, marcas y otros contratos. ....	91
iv) Legislación aplicable y situación tributaria.....	91
v) Recursos humanos .....	96
vi) Desempeño ambiental .....	96
vii) Información de mercado .....	98
1. Competencia .....	98
2. Ventajas competitivas .....	98
3. Estrategia .....	98
4. Estacionalidad .....	99
viii) Estructura corporativa .....	100
ix) Descripción de principales activos .....	102
x) Seguros .....	105
xi) Procesos judiciales, administrativos o arbitrales. ....	105
<b>IV. INFORMACIÓN FINANCIERA</b> .....	<b>111</b>
a) Información Financiera Seleccionada.....	111
b) Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación. ....	114
c) Información de créditos relevantes. ....	121
d) Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera.....	121

**ÍNDICE DEL PROSPECTO****Página del  
Prospecto**

i) Resultado de la Operación.....	126
ii) Situación financiera, liquidez y recursos de capital.....	137
iii) Control Interno.....	151
e) Estimaciones, Provisiones o Reservas Contables Críticas.....	151
<b>V. ADMINISTRACIÓN.....</b>	<b>156</b>
a) Auditores Externos.....	156
b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés.....	156
c) Gerentes y Socios.....	165
d) Estatutos Sociales y otros convenios.....	171
<b>VI. PERSONAS RESPONSABLES.....</b>	<b>174</b>
<b>VII. ANEXOS.....</b>	<b>180</b>
a) Opinión legal.....	181
b) Estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009.....	182
c) Estados Financieros Internos del tercer trimestre del 2012.....	
d) Informes del Comisario por los ejercicios 2011, 2010 y 2009.....	183

**“Ningún intermediario, apoderado para celebrar operaciones con el público, o cualquier otra persona, ha sido autorizada para proporcionar información o hacer cualquier declaración que no esté contenida en este documento. Como consecuencia de lo anterior, cualquier información o declaración que no esté contenida en este documento deberá entenderse como no autorizada por el Emisor o por Deutsche Securities, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México), y Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México.”**

**Los anexos incluidos en este Prospecto de colocación forman parte integral del mismo.**

## I. INFORMACIÓN GENERAL

### a) Glosario de términos y definiciones.

Los siguientes términos y abreviaturas, tal como se utilizan en este Prospecto, tendrán los significados estipulados a continuación:

<u>Término</u>	<u>Significado</u>
"Aviso de Colocación" o "Aviso de Oferta"	Significa el aviso de colocación o aviso de oferta que en su caso, se publique en la página de Internet de la Bolsa y, en su caso, en periódicos de circulación nacional, en el que se detallarán los resultados y/o principales características de cada Emisión de Certificados Bursátiles realizada al amparo del Programa.
"b"	Barriles.
"bid"	Barriles diarios.
"Bloomberg"	Bloomberg L.P.
"BMV" o "Bolsa"	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.
"British Petroleum"	BP, p.l.c., una sociedad privada limitada, constituida conforme a las leyes del Reino Unido.
"CAISO"	Por sus siglas en inglés, la Operadora del Sistema Independiente de California ( <i>California Independent System Operator</i> ).
"Certificados Bursátiles"	Significan los certificados bursátiles que se emitan por el Emisor al amparo del Programa.
"CFE"	Comisión Federal de Electricidad.
"Circular Única de Emisoras" o "Disposiciones"	Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores, emitidas por la SHCP por conducto de la CNBV y publicadas en el DOF el 19 de marzo de 2003, incluyendo todas sus reformas a la fecha de este Prospecto.
"CNBV"	Comisión Nacional Bancaria y de Valores.
"COFECO"	Comisión Federal de Competencia.

"Condiciones Generales de Almacenamiento"	Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Almacenamiento de Gas Natural Licuado, o las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Almacenamiento 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.
"Convocatoria"	Significa en su caso, el aviso publicado en la página de Internet de la BMV, conforme al cual se invita a inversionistas potenciales a participar en la adquisición de Certificados Bursátiles y en el que se detallan las principales características de dichos Certificados Bursátiles.
"CRE"	Comisión Reguladora de Energía.
"Dólares" o "USD\$"	La moneda de curso legal en los Estados Unidos.
"Ecogas"	Ecogas México, S. de R.L. de C.V., el negocio de distribución de gas natural de la Compañía.
"Emisión"	Significa cualquier emisión de Certificados Bursátiles que el Emisor lleve a cabo de conformidad con el Programa.
"Emisor" "Sempra México", o la "Compañía"	Significa Sempra México, S. de R.L. de C.V.
"EMISNET"	Sistema Electrónico de Comunicación con Emisoras de Valores, mantenido por la BMV.
"Energía Sierra Juárez"	El parque eólico que se encuentra en proceso de desarrollo por parte de la Compañía.
"Estados Financieros Auditados"	Significan los estados financieros dictaminados por Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de los años 2009, 2010 y 2011.
"Estados Unidos" o "E.U.A."	Los Estados Unidos de América.
"Gas LP"	Gas licuado de petróleo.
"Gasoducto Sonora"	El Gasoducto Sásabe-Puerto Libertad-Guaymas y el Gasoducto Guaymas-El Oro, los cuales fueron licitados y ganados en octubre 2012, y que se interconectan entre sí.



"Gasoductos de Chihuahua" o "negocio conjunto con Pemex Gas"	Significa 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 el Proyecto Etanoducto.
"Gazprom"	Gazprom Marketing & Trading México, S. de R.L. de C.V.
"GNL"	Gas natural licuado.
"IASB"	Por sus siglas en inglés, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ( <i>International Accounting Standards Board</i> ).
"IETU"	Impuesto Empresarial a Tasa Única.
"IFRS"	Por sus siglas en inglés, las Normas Internacionales de Información Financiera ( <i>International Financial Reporting Standards</i> ) emitidas por el IASB.
"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.
"Intermediarios Colocadores"	Significa Deutsche Securities, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México), y Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México, y/o cualquier otra casa de bolsa autorizada para operar en México, que el Emisor designe para las diversas emisiones al amparo del Programa, con el fin de ofrecer los Certificados Bursátiles entre el público inversionista.
"ISR"	Impuesto Sobre la Renta.
"IVA"	Impuesto al Valor Agregado.
"JPM Ventures Energy"	JPM Ventures Energy México, S. de R.L. de C.V., una filial de J.P. Morgan.

"km"	Kilómetros.
"Ley de la CRE"	Ley de la Comisión Reguladora de Energía.
"Ley del Artículo 27 Constitucional"	Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
"LGSM"	Ley General de Sociedades Mercantiles.
"LGTOC"	Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito.
"LNG Marketing"	Sempra LNG Marketing México, S. de R.L. de C.V.
"m <sup>3</sup> "	Metros cúbicos.
"México"	Significan los Estados Unidos Mexicanos.
"Monto Total Autorizado del Programa"	Significa la cantidad de \$12,800,000,000.00 M.N. (doce mil ochocientos millones de Pesos 00/100 Moneda Nacional) o su equivalente en UDIs.
"mpc"	Millones de pies cúbicos.
"mpcd"	Millones de pies cúbicos diarios.
"mth"	Millones de termias.
"mthd"	Millones de termias diarias.
"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).
"Oficio" o "Autorización"	Significa la autorización de la inscripción de los Certificados Bursátiles en el RNV otorgado por la CNBV.
"Pemex Gas"	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.



"Programa"	Significa el programa de Certificados Bursátiles a ser emitidos por Sempra México, que se describe en el presente Prospecto al amparo de la autorización de la CNBV.
"Prospecto"	Significa el presente prospecto de colocación.
"Proyecto Etanoducto"	Proyecto a ser desarrollado mediante la construcción y operación del ducto que transportará etano.
"Reglamento de Gas LP"	Reglamento de Gas licuado de petróleo.
"RNG"	Reglamento de Gas Natural.
"Representante Común"	Significa la institución de crédito o casa de bolsa autorizada por el Emisor para actuar como representante común de los tenedores de los Certificados Bursátiles, según se determine en el Suplemento correspondiente.
"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 socio controlador de la Compañía, constituido de conformidad con las leyes del Estado de California, EE.UU.
"Sempra Gasoductos"	Sempra Gasoductos México, S. de R.L. de C.V.
"Sempra Generation"	Un afiliado de Sempra Energy, constituido de conformidad con las leyes del Estado de California, EE.UU.
"Sempra LNG International"	Sempra LNG International, LLC.
"Sempra Natural Gas"	Una división operativa de negocios de Sempra Energy que incluye a las filiales estadounidenses de la Compañía que venden gas natural y GNL a la Compañía y compran gas natural de la Compañía.
"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.

"Suplemento"	Significa cada uno de los suplementos al presente Prospecto que el Emisor prepare con respecto de cada Emisión.
"SNG"	Sistema Nacional de Gasoductos.
"Tenedores"	Significa los Tenedores de los Certificados Bursátiles.
"Terminal de Gas LP de Guadalajara"	Una terminal en Guadalajara con capacidad total de almacenamiento de 80,000 bl (4.4 mth) de Gas LP, que se encuentra en proceso de construcción.
"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.
"TJFA"	Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.
"Título"	Significa el título que ampare una Emisión de Certificados Bursátiles que el Emisor lleve a cabo de conformidad con el Programa.
"TLCAN"	Tratado de Libre Comercio de América del Norte.
"UAIDA"	Utilidad antes de impuestos, depreciación y amortización.
"UDI"	Unidad(es) de inversión, una unidad contable cuyo valor está indizado a la inflación diaria, medida en términos de los cambios en el INPC.
"USPPI"	Por sus siglas en inglés, el Índice Nacional de Precios al Productor de los Estados Unidos ( <i>U.S. Producer Price Index</i> ).
"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.

## **b) Presentación de la Información**

### *Estados financieros*

Toda la información financiera de la Compañía que forma parte de este Prospecto —incluyendo sus estados financieros consolidados— está preparada en Dólares. Del 30 de abril de 2010 al 10 de septiembre de 2012, los estados financieros de la Compañía se prepararon para reflejar sus resultados consolidados y combinados con los de Sempra Gasoductos y sus subsidiarias, que fueron adquiridas el 30 de abril de 2010 por Sempra Energy, el socio que ejerce el control de la Compañía, y aportadas por dicho socio a la Compañía el 10 de septiembre de

2012. Los estados financieros de la Compañía antes del 30 de abril de 2010 y con posterioridad al 10 de septiembre de 2012, reflejan los resultados consolidados de Sempra México (para mayor detalle, referir a las Nota 3.3 de los estados consolidados y combinados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, así como a las Notas 2.3 y 8 de los estados financieros intermedios condensados por los periodos de tres y nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2012 y 2011, anexos al documento del prospecto).

La moneda funcional de la Compañía es el Dólar, salvo por lo que respecta al negocio de distribución de gas natural, cuya moneda funcional es el Peso mexicano. 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 de la Compañía están preparados de conformidad con las IFRS emitidas por IASB.

Este Prospecto incluye los estados financieros consolidados y combinados de la Compañía al 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, y por cada uno de los años terminados en dichas fechas, 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 Prospecto. Además, este Prospecto incluye los estados financieros consolidados intermedios condensados no auditados de la Compañía al 30 de septiembre de 2011 y 2012, y por los periodos de nueve meses terminados en dichas fechas. Los inversionistas deben leer los estados financieros consolidados y combinados intermedios condensados no auditados de la Compañía por los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012, en conjunto con los estados financieros auditados de la Compañía.

Este Prospecto también incluye los estados financieros consolidados auditados de Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V., nuestro negocio conjunto con Pemex Gas, al 31 de diciembre de 2010 y 2011 y por cada uno de los años terminados en dichas fechas, 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 reporte al respecto incluido en este Prospecto. Este Prospecto también incluye los estados financieros consolidados no auditados de Gasoductos de Chihuahua al 30 de septiembre de 2011 y 2012, y por los periodos de nueve meses terminados en dichas fechas. Los inversionistas deben leer los estados financieros consolidados no auditados de Gasoductos de Chihuahua por los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012, en conjunto con los estados financieros auditados de Gasoductos de Chihuahua. Los estados financieros de Gasoductos de Chihuahua están preparados de conformidad con las NIF emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A.C. Las NIF difieren sustancialmente de las IFRS en varios aspectos. Por tanto, los estados financieros de Gasoductos de Chihuahua no son comparables con los estados financieros consolidados y combinados 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. La nota 11 de los estados financieros consolidados y combinados de la Compañía contiene un resumen de la información financiera de Gasoductos de Chihuahua, expresada en Dólares, preparado de conformidad con las IFRS.

## UAIDA ajustada

Este Prospecto incluye la UAIDA ajustada de la Compañía para fines de conveniencia de los inversionistas. Sin embargo, la UAIDA ajustada no está reconocida por las IFRS como una medida del desempeño financiero y no debe considerarse como alternativa 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 ajustada 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; (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; y (5) el 50% de la depreciación y amortización, los ingresos por interés, el costo financiero y los impuestos a la utilidad de Gasoductos de Chihuahua.

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 ajustada.

	Por el año terminado el 31 de diciembre de			Por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de	
	2009	2010	2011	2011	2012
	<i>(en miles de Dólares)</i>				
Utilidad del año .....	\$204,751	\$171,577	\$175,103	\$167,188	\$147,541
Depreciación y amortización .....	55,384	62,897	63,080	47,567	47,740
Ingresos por interés.....	(383)	(545)	(883)	(665)	(724)
Costo financiero .....	31,993	26,581	18,182	13,691	8,746
Otras pérdidas y ganancias <sup>(1)</sup> .....	(18,864)	13,681	16,092	23,576	5,599
Impuestos a la utilidad.....	58,641	26,389	76,006	28,269	29,734
Participación en la depreciación, amortización, ingresos por interés, costo financiero e impuestos a la utilidad del negocio conjunto <sup>(2)</sup> .....	—	14,294	25,706	16,156	5,122
<b>UAIDA ajustada .....</b>	<b>\$331,522</b>	<b>\$314,874</b>	<b>\$373,286</b>	<b>\$295,782</b>	<b>\$243,758</b>

- (1) Incluye 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 justo de los swaps de tasas de interés; y los efectos de la inflación sobre las devoluciones de impuesto al valor agregado recuperables.
- (2) Incluye una participación del 50% en la depreciación y amortización, los ingresos por interés, el costo financiero y los impuestos a la utilidad de Gasoductos de Chihuahua.

### *Estimaciones con respecto al mercado*

Este Prospecto 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;
- SENER; y
- 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 independientemente dicha información y, por tanto, no pueden garantizar que la misma es correcta y completa.

Este Prospecto 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 independientemente 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 Prospecto debe interpretarse como un pronóstico en cuanto al mercado.

### *Redondeo*

Algunas de las cifras y porcentajes incluidas en este Prospecto 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 Prospecto 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\$12.8521 por USD\$1.00, que corresponde al tipo de cambio de compra publicado por el



Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, que se encontraba vigente el 30 de septiembre de 2012.

Este Prospecto 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 millones de pies cúbicos ("mpc"), los volúmenes de gas natural licuado ("GNL") se presentan en metros cúbicos ("m<sup>3</sup>") y los volúmenes de gas licuado de petróleo ("Gas LP") se presentan en barriles ("bl"). Para facilitar la comparación de las unidades de gas natural, GNL y Gas LP, se incluye entre paréntesis el valor térmico en millones de termias ("mth") de cada uno de dichos productos. Todas las conversiones son aproximadas. Los factores de conversión utilizados para estos efectos son los siguientes:

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

#### *Descripciones de contratos y permisos*

Este Prospecto 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.

#### **c) Resumen Ejecutivo.**

Este resumen ejecutivo incluye una descripción de las operaciones e información financiera de la Compañía. A menos que expresamente se indique lo contrario, los términos "Sempra México", la "Compañía" y el "Emisor" significan Sempra México, S. de R.L. de C.V. y sus subsidiarias. Este resumen ejecutivo podría no contener toda la información que usted debería de considerar antes de invertir en los Certificados Bursátiles a emitirse al amparo del Programa. Por lo tanto, el público inversionista deberá leer todo el Prospecto y el Suplemento correspondiente a cada emisión de manera cuidadosa, incluyendo específicamente, pero sin limitar, la sección titulada "*Factores de Riesgo*" así como el Capítulo "*Información Financiera Seleccionada*" y sus notas correspondientes.

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 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.

La sección "*El Emisor –Descripción del Negocio – Estructura Corporativa*" de este Prospecto contiene una descripción de la estructura corporativa del Emisor, incluyendo un esquema de sus afiliadas y subsidiarias.

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 y Gas LP 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 proceso de desarrollo. 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 16 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\$2,400 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 octubre y noviembre de 2012, la Compañía construirá el 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 mpcd (13.3 mthd), y la Compañía prestará a la CFE el servicio de transporte de gas natural en base firme, por un periodo de 25 años. Se estima que la inversión en el Gasoducto Sonora ascenderá a un total de aproximadamente USD\$1,000 millones.

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 226 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 en Tabasco y Veracruz a la planta de polimerización de etileno y polietileno para el proyecto Etileno XXI, ubicada en Veracruz, propiedad de Braskem IDESA, S.A.P.I. de C.V.

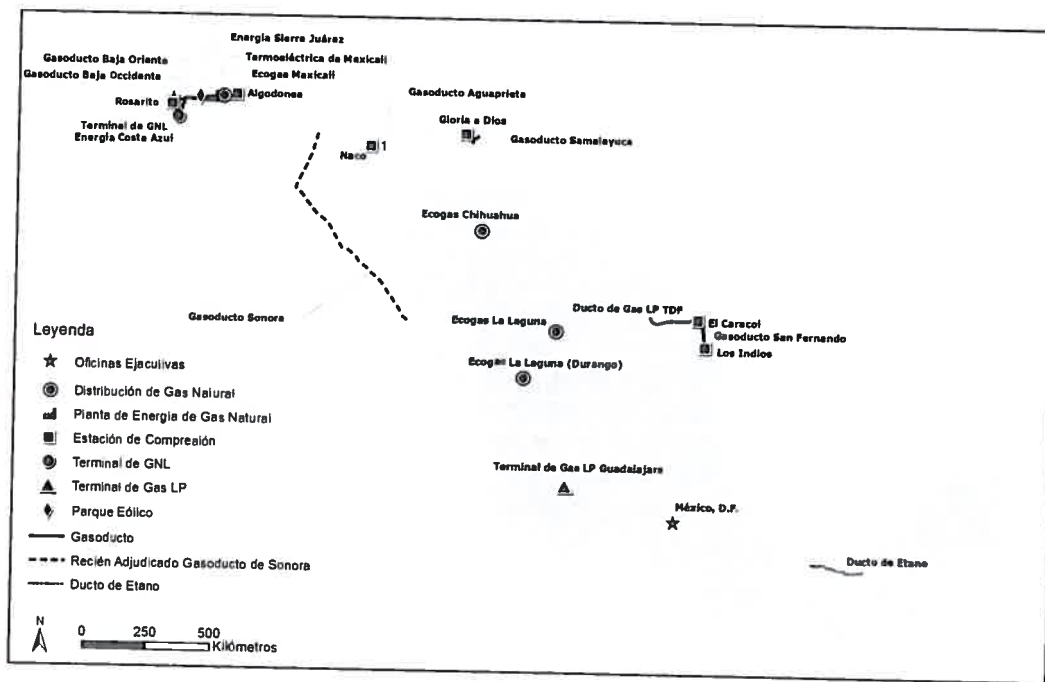
Los logros de la Compañía como empresa pionera en la inversión privada en el sector energía de México, incluyen lo siguiente:

- 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 el único negocio conjunto en infraestructura de gas;
- 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; y
- la Compañía está desarrollando el Proyecto Etanoducto, el primer sistema privado de transporte de etano a través de ductos en México.

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 y Gas LP, así como de terminales de almacenamiento de Gas LP. Adicionalmente, la Compañía está en la etapa de negociación con afiliadas de BP Wind Energy North America Inc., una subsidiaria de British Petroleum, para celebrar una posible asociación al 50% para llevar a cabo el desarrollo potencial del proyecto de Energía Sierra Juárez.

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 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 160,000 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, que se encuentra en proceso de construcción.
  - Los activos actuales del negocio del segmento Gas incluyen el Gasoducto Baja Oriente, el Gasoducto Baja Occidente, 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 del 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 se encuentra en proceso de construcción y se prevé que quedará concluida en 2013.
  - Todos los sistemas de transporte, las estaciones de compresión y la Terminal de Gas LP de Guadalajara 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 Baja Oriente.* Este sistema totalmente bidireccional está 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 el Gasoducto Baja Occidente 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 Baja Oriente, mismos que representan una capacidad máxima total diaria de 3,450 mpcd (35.9 mthd), equivalente al 90% de la capacidad instalada del sistema.
    - *Gasoducto Baja Occidente.* Este sistema totalmente bidireccional, que está 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 Baja Oriente, 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 a través de contratos de servicio de transporte en base firme.

- *Gasoducto Aguaprieta.* Este sistema está 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 Pemex Gas en abril de 2010. Pemex Gas es la subsidiaria de PEMEX responsable del procesamiento, transporte y comercialización de gas, entre otras cosas. Actualmente, Pemex Gas opera gasoductos con una longitud de aproximadamente 10,300 km en todo México. El negocio conjunto es propietario de del Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Ducto de Gas LP TDF, y la Estación Gloria a Dios. Además, el negocio conjunto es propietario de la Terminal de Gas LP de Guadalajara, que se encuentra en proceso de construcción. 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 95,670 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 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 del 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 aproximadamente 37 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 Compañía prevé que esta terminal entrará en operación en el segundo trimestre 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.
- *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 Baja Oriente, 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 m<sup>3</sup> (73.3 mth) en dos tanques de 160,000 m<sup>3</sup> (36.6 mth) cada uno; y está diseñada para operar a una capacidad máxima de envío de 1,300 mpcd (13.5 mthd). Operando a su capacidad contratada de envío en base firme de 1,000 mpcd (10.4 mthd), la terminal puede abastecer aproximadamente una octava parte de las necesidades de consumo interno de gas natural del país de 2012.

- 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%. 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, está obligada a realizar pagos a LNG Marketing para cubrir los costos fijos relacionados con la capacidad de almacenamiento contratada con la Terminal de GNL y 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 3,075 km, atiende actualmente a más de 90,000 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. Sin embargo, 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.

- o Los clientes residenciales representan el 98% del total de clientes del negocio de distribución (en términos del número de cuentas) y aportan el 56% del margen de utilidad. Los clientes industriales y comerciales representan en conjunto el otro 2% (en términos del número de cuentas) pero adquieren el 96% del volumen total procesado por el sistema y aportan el 44% del margen de utilidad del negocio. La Compañía tiene celebrados contratos de suministro a largo plazo con algunos de sus clientes industriales y comerciales, con los cuales negocia tarifas más bajas que la tarifa máxima regulada a cambio de la obligación de contratar ciertos volúmenes mínimos a largo plazo.

Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2011 y el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2012, el segmento Gas de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$550.9 millones y USD\$351.8 millones, respectivamente, equivalentes al 67% y el 77% del total de ingresos consolidados de la Compañía, respectivamente; y una UAIDA ajustada de USD\$304.6 millones y USD\$235.6 millones, respectivamente, equivalentes al 82% y al 97% de la UAIDA ajustada total de la Compañía, respectivamente. Los ingresos por 2011 y el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2012, no incluyen la participación en las utilidades de negocio conjunto con Pemex Gas de USD\$21.6 millones y USD\$32.5 millones, respectivamente, 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*
  - o 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 Baja Oriente, 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. Además, 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 directamente a clientes ubicados 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 potencialmente se construirá en varias etapas. Este proyecto estará ubicado en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California, que constituye una de las regiones con mayores recursos en términos de la fuerza del viento en la costa oeste de América del Norte. La etapa inicial del proyecto se ubicaría muy cerca de la frontera con los Estados Unidos, a 112 km de la ciudad de San Diego. 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 tiene planeado construir 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 estima iniciar la potencial construcción del proyecto durante 2013 y concluir su primera etapa durante 2014. La Compañía anticipa que la totalidad de la electricidad generada por los 52 aerogeneradores que se instalarían inicialmente (hasta 156 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, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones financieras y la obtención de las autorizaciones gubernamentales correspondientes, incluyendo por parte de la CRE y la CFE.

Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2011, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$269.7 millones, equivalentes al 33% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA ajustada de USD\$70.1 millones, equivalentes al 19% de total de la UAIDA ajustada del año. Para el periodo de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2012, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos de aproximadamente USD\$101.7 millones, equivalentes al 22% del total de ingresos consolidados de la Compañía, y una UAIDA ajustada de USD\$8.5 millones, equivalentes al 4% del total de la UAIDA ajustada de la Compañía para dicho periodo.

Desde 1995, la Compañía ha invertido aproximadamente USD\$2,400 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 Gasoducto Sonora, el Proyecto Etanoducto, la Terminal de Gas LP de Guadalajara y el parque eólico Energía Sierra Juárez, los que actualmente se encuentran en proceso de desarrollo), 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 beneficiarse de este tipo de oportunidades de desarrollo en el futuro.

### ***Acontecimientos recientes***

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 226 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 en Tabasco y Veracruz a la planta de polimerización de

etileno y polietileno para el proyecto Etileno XXI, ubicada en Veracruz. Se espera que esta infraestructura de transporte inicie operaciones en el tercer trimestre de 2014. Pemex Gas será el único usuario de este ducto bajo un contrato a 21 años denominado en dólares a base firme, cuya tarifa nivelada se ajustará con base en la inflación. La planta Etileno XXI es propiedad de Braskem IDESA, S.A.P.I. de C.V. Se espera que el costo de construcción, el cual aproximadamente será de USD\$275 millones, sea pagado 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 octubre de 2012, la CFE le adjudicó a la Compañía dos contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural. De conformidad con estos contratos, los cuales se celebraron con la CFE en octubre y noviembre de 2012, respectivamente, la Compañía construirá 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 total de 1,280 mpcd (13.3 mthd). El primer tramo del proyecto estará integrado por aproximadamente 505 km de ductos de 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de 770 mpcd (8.0 mthd); y el segundo tramo estará integrado por aproximadamente 330 km de ductos de 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de 510 mpcd (5.3 mthd). De conformidad con estos contratos, la Compañía prestará servicios de transporte a la CFE en base firme por un periodo de 25 años, con tarifas denominadas en Dólares, a partir de la fecha de operación comercial de cada uno de los dos segmentos del proyecto. Las fechas acordadas para la operación comercial de estos dos segmentos son 2014 y 2016 respectivamente, y se aplicarán penas convencionales, salvo en limitadas excepciones, si la Compañía no logra el programa de fechas de construcción acordadas en el contrato respectivo. El estimado de costo de capital para el Gasoducto Sonora se espera que sea de aproximadamente USD\$1,000 millones y la Compañía tiene la intención de financiar este proyecto con el flujo de efectivo proveniente de sus operaciones, los recursos derivados de la Emisión y otras fuentes de capital externas. Además, la Compañía podría financiar una parte del proyecto mediante financiamientos de deuda o capital por parte de sus filiales. En relación con estos contratos, la Compañía ha otorgado a la CFE dos garantías de cumplimiento mediante cartas de crédito “*stand-by*” irrevocables, cuyos montos suman USD\$155.0 millones, los cuales serán reducidos gradualmente conforme se desarrollen los proyectos. En caso de que no se obtengan los permisos necesarios para estos proyectos por parte de la CRE, la CFE estaría facultada para solicitar el cobro de las cartas de crédito. En noviembre y diciembre de 2012 la Compañía celebró contratos con varios productores de tubos de acero; la Compañía anticipa celebrar en el primer trimestre del 2013 el resto de los contratos con productores de tubos de acero con el fin de obtener el suministro de la totalidad de los ductos de acero necesarios para la construcción del Gasoductos Sonora.

Recientemente, la Compañía celebró un contrato de prestación de servicios de administración de electricidad con su filial Sempra Generation. De conformidad con este contrato, 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 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.

Recientemente, PEMEX anunció que la primera fase del proyecto Los Ramones, el cual consistirá de un ducto de gas natural que irá desde el norte del estado de Tamaulipas a lo largo de la frontera con los Estados Unidos, a Los Ramones, Nuevo León, será desarrollado por el negocio conjunto con Pemex Gas. Los detalles del proyecto aún están en la etapa de discusión con Pemex.

Sujeto a la obtención de las autorizaciones corporativas y gubernamentales correspondientes, el Emisor tiene la intención de modificar su denominación social.

## **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 16 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 Baja Oriente y el Gasoducto Baja Occidente.
- **Flujos de efectivo estables y visibilidad a través de sus contratos de largo plazo.** La Compañía tiene contratada una parte sustancial de la capacidad de 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 en 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 de 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. Dados 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. 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\$2,400 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 de aproximadamente el 50% y el 26% 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 16 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.
- **Bajos niveles de deuda.** A la fecha del presente Prospecto y al 31 de diciembre de 2011, el total de deuda insoluble de la Compañía es aproximadamente USD\$335 millones y su razón deuda sobre UAIDA ajustada era de 0.90 veces al 31 de diciembre de 2011. 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.
- **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 15 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. Al 30 de septiembre de 2012, Sempra Energy tenía una capitalización de mercado de

USD\$15.6 mil millones, contaba con aproximadamente 17,500 empleados y suministraba productos y servicios de energía a más de 31 millones de usuarios a nivel mundial. 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.

### **Estrategia**

La Compañía tiene planeado mantener su estrategia de invertir en una diversificada gama 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 sectores 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.** Los activos actuales de la Compañía incluyen aproximadamente USD\$2,400 millones en proyectos de infraestructura de energía en sus dos segmentos de negocios. En los últimos tres años la Compañía ha invertido un promedio anual de aproximadamente USD\$45.1 millones en el mantenimiento y la ampliación de su sistema. La Compañía intenta ampliar continuamente su sistema actual de manera rentable. Por ejemplo, como se explicó anteriormente, actualmente está desarrollando (1) la Terminal de Gas LP de Guadalajara, una terminal de almacenamiento con una capacidad de 80,000 bl (4.4 mth) que se prevé que iniciará operaciones en el segundo trimestre de 2013; (2) el parque eólico Energía Sierra Juárez, cuya etapa inicial tendrá una capacidad de 156 MW (y que se prevé que iniciará operaciones en 2014); (3) 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 y (4) el Proyecto Etanoducto, un ducto de etano de aproximadamente 226 km con una capacidad de diseño de hasta aproximadamente 151.9 mpcd (2.7 mthd) el cual anticipamos que inicie operaciones en el tercer trimestre de 2014.
- **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. 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 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 en 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.

#### **d) Factores de Riesgo.**

*Toda inversión en Certificados Bursátiles 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 Certificados Bursátiles 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 los Certificados Bursátiles. 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 Certificados Bursátiles de la Compañía.*

#### **(i) Riesgos relacionados con las actividades y la industria de la Compañía**

##### ***El Emisor es una Sociedad de Responsabilidad Limitada.***

El Emisor es una sociedad de responsabilidad limitada de capital variable, de conformidad con lo dispuesto en la LGSM. Los Tenedores deberán considerar que, en términos del artículo 58 de la

LGSM, los socios del Emisor únicamente están obligados a responder frente a terceros hasta por el monto de sus aportaciones.

***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 y/o sus perspectivas. Por ejemplo, para obtener la opinión favorable de la COFECO con respecto a los permisos necesarios para el Gasoducto Baja Oriente, 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 COFECO 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. 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 y/o sus perspectivas. Véase la sección “*Descripción del negocio — Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales*”.

***La Compañía está sujeta a una gran cantidad de disposiciones en materia de salud y seguridad ambiental 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 “*Descripción del negocio —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.

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.

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.

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 recientes reformas legales que permiten la interposición de demandas colectivas y la correspondiente formación de clases de demandantes que acumularían sus reclamaciones ambientales en una sola demanda y (3) la posible aprobación de un proyecto de Ley Federal de Responsabilidad Ambiental que, de llegar a promulgarse, podría incrementar sustancialmente las responsabilidades relacionadas con los daños ocasionados al medio ambiente. 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.

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

Para que la terminal de almacenamiento 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. Sin embargo, salvo por LNG Marketing —una subsidiaria de la Compañía que es cliente de la terminal 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 la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

***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 personas 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 y/o sus perspectivas.

Al 30 de septiembre de 2012, la deuda insoluble para con sus filiales ascendía a aproximadamente USD\$342.1 millones. 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 y/o sus perspectivas. 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 y/o sus perspectivas.

Además, Sempra Energy, el socio 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 bajo el contrato de almacenamiento a base firme, y los gasoductos bajo el contrato 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 y/o sus perspectivas. 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, la Termoeléctrica de Mexicali, el proyecto de parque eólico y el 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.***

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; y una persona ha interpuesto demanda civil para impugnar las autorizaciones y los permisos relacionados con la construcción y operación de dicha terminal. 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. A la fecha del presente, las autoridades no han emitido resolución alguna con respecto al fondo de la demanda relacionada con los permisos para la Terminal de GNL. 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.

La Compañía también está involucrada en conflictos relacionados con los derechos de propiedad de los inmuebles donde se ubica la Terminal de GNL; y con los derechos de propiedad del inmueble donde se ubica la Termoeléctrica de Mexicali. En junio de 2012, el juzgado civil de Mexicali resolvió que el título de propiedad del inmueble donde se ubica la Termoeléctrica de Mexicali es nulo debido a ciertos errores procesales cometidos por el propietario anterior. Sin embargo, el juzgado se rehusó a adjudicar la propiedad del inmueble al demandante y la Compañía ha recurrido la sentencia que declaró nulo su derecho de propiedad. 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, o sus derechos de propiedad del inmueble donde se ubica su planta de generación de electricidad, 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.

Además, una organización no gubernamental ha interpuesto un recurso administrativo en contra de la autorización de impacto ambiental otorgada por la SEMARNAT para la construcción y operación del proyecto de parque eólico de la Compañía. De llegar a prosperar dicho recurso administrativo, la autorización de impacto ambiental podría ser objeto de modificación o ser declarada nula, lo cual afectaría de manera adversa y significativa el programa de desarrollo de dicho proyecto y, a su vez, las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía.

Finalmente, el participante que quedó en segundo lugar en la licitación pública en la que la CFE adjudicó a la Compañía el segmento Sásabe - Guaymas del Gasoducto Sonora, interpuso una demanda de amparo en contra del proceso de licitación y el fallo de adjudicación en favor de la Compañía. Si las acciones legales de este participante prevalecen, el fallo de adjudicación podría ser anulado, impidiendo el desarrollo por parte de la Compañía del segmento Sásabe - Guaymas del Gasoducto Sonora lo cual afectaría de manera adversa y significativa las actividades, la situación financiera, los resultados de operación, los flujos de efectivo y las perspectivas de la Compañía. Lo anterior en el entendido que, de ser anulado el fallo de adjudicación, la CFE estaría obligada legalmente a pagar a la Compañía los daños y perjuicios que se le hubieren ocasionado. La Compañía no puede asegurar cual será el resultado de la demanda de amparo como tampoco determinar si los daños y perjuicios que en su caso sean pagados por la CFE serán suficientes para cubrir la totalidad de los daños y perjuicios ocasionados en contra de la Compañía.

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. Para mayor información con respecto a los procedimientos judiciales y administrativos en los que está involucrada la Compañía, véase la sección "*Descripción del negocio — 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; o (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.

***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.***

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. En abril de 2010, un temblor ocurrido en las inmediaciones de la Termoeléctrica de Mexicali ocasionó daños por un monto aproximado de US\$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 estamos en proceso de reemplazar dicho tanque: anticipamos poner en servicio el nuevo tanque en el tercer trimestre del 2013. Además, en septiembre y octubre de 2012 ciertos activos pertenecientes a PEMEX (ubicados a un costado del Ducto de Gas LP TDF de la Compañía y de las instalaciones de almacenamiento que esta última está construyendo cerca de Guadalajara, Jalisco), sufrieron explosiones que interrumpieron temporalmente la operación del Ducto de Gas LP TDF y la construcción de las instalaciones de almacenamiento de la Compañía cerca 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.

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 y/o su proyectos.

***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.

En particular, el desarrollo del parque eólico Energía Sierra Juárez, cuya etapa inicial tendría una capacidad de 156 MW (y que se prevé que potencialmente iniciaría operaciones durante 2014) que la Compañía está actualmente desarrollando en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California, depende de la obtención de autorizaciones gubernamentales, incluyendo por parte de la CRE y la CFE, así como de condiciones suspensivas relativas a la obtención de financiamiento para el proyecto, el no otorgamiento de las autorizaciones o la no obtención del financiamiento podría impedir que la Compañía desarrollara este proyecto. Si la Compañía se ve impedida o elige no finalizar el desarrollo de algún proyecto, incluyendo el proyecto eólico Energía Sierra Juárez, la Terminal de Gas LP de Guadalajara que está actualmente construyendo a través del negocio conjunto con Pemex Gas, los aproximadamente 835 km del Gasoductos Sonora, proyecto que fue recientemente adjudicado por la CFE, o los aproximadamente 226 km del Proyecto Etanoducto, un ducto de etano que la Compañía está actualmente desarrollando a través de su negocio conjunto con Pemex Gas, 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 y significativo en sus actividades, su situación financiera, sus resultados de operación, sus flujos de efectivo y/o sus perspectivas.

***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 y/o sus perspectivas.***

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 y/o sus perspectivas.

***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.

***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 reemplazo, 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.

***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 2011, los siete principales usuarios de la Compañía representaron, en conjunto, aproximadamente el 87% de los ingresos de la Compañía. Durante el 2011, fuera de estas siete fuentes de ingresos, ningún otro usuario representó más del 4% de los ingresos de la Compañía. El usuario mayoritario en 2011 representaba por sí aproximadamente el 23% 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, 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 y/o sus perspectivas 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 socio 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 dependen 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 mencionados, 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.

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.





***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.

***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 y/o sus perspectivas.

***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 y/o sus perspectivas.

En caso de demoras en la obtención de los derechos de vía para los inmuebles donde se construirán las líneas de electricidad, o de imposibilidad de obtener dichos derechos, la Compañía podría enfrentar retrasos en las obras de construcción o incrementos de costos por lo que respecta a sus proyectos de generación de energía. Los proyectos de transmisión de energía 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.

***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 y/o sus perspectivas.***

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, 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 mucho mayor medida que el contrato que tenía celebrado anteriormente con Sempra Generation con respecto a la Termoeléctrica de Mexicali. En el cuarto trimestre de 2012, la Compañía reconoció una pérdida de aproximadamente USD\$5.0 millones en relación con la Termoeléctrica de Mexicali, a fin de reflejar el impacto económico del cambio de modelo operativo de esta planta en los resultados de la Compañía por el año completo incluyendo pérdidas derivadas de fluctuaciones en el precio del gas natural. 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 y/o sus perspectivas.

***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 y/o sus perspectivas. 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.

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. Para mayor información con respecto a las estrategias y posiciones de cobertura de la Compañía. Véanse la sección “Comentarios y análisis de la administración sobre la situación financiera y los resultados de operación—Situación financiera, liquidez y recursos de capital—Análisis cuantitativo y cualitativo de los riesgos de mercado” y la nota 19 a los estados financieros auditados incluidos en este Prospecto.

***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 y/o sus perspectivas.

***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 y/o sus perspectivas.

***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, y un sistema de ductos para Gas LP en el norte del país, y está construyendo la Terminal de Gas LP de Guadalajara. 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. En virtud de lo cual, 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 COFECO 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 llegarían a colaborar 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, 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 2012, la Compañía contaba con 437 empleados, de los cuales 413 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. 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.

***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, Sonora, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Jalisco y Tamaulipas. Por tanto, 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, Sonora, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Jalisco y Tamaulipas; y todos sus 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. 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 y/o sus perspectivas.

***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 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 asegurable.

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 reemplazo 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.

***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.

***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, 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.

***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.

**(ii) 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.***

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, 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.

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.

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 2010 y 2011 el PIB creció un 5.4% y un 3.9%, respectivamente. 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, 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.***

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 Certificados Bursátiles 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, terminado así el periodo de 12 años del Partido Acción Nacional en la presidencia. 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.

En virtud de que el PRI no obtuvo una mayoría absoluta en el Congreso, se verá obligado a formar coaliciones con otros partidos para lograr la aprobación de las leyes que proponga el Presidente, lo cual podría dar lugar a desacuerdos prolongados e incertidumbre política, incluyendo, de manera significativa para la Compañía, por lo que respecta a las reformas estructurales necesarias para modernizar ciertos sectores de la economía nacional, tales como el sector energía.

Históricamente, el desempeño de la Compañía ha estado vinculado a la disposición del gobierno —incluyendo a la CFE y a Pemex Gas— 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. 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, y/o sus perspectivas.

***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.

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, los dividendos que en su caso decreta se pagarán 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.

***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.

***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 Certificados Bursátiles.***

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 Certificados Bursátiles y dificultaría el acceso de esta última a los mercados de valores 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.

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 y/o sus perspectivas.

### **(iii) Riesgos relacionados con los Certificados Bursátiles.**

***Los Tenedores de los Certificados Bursátiles no tendrán prelación alguna en caso de concurso mercantil del Emisor.***

Los Tenedores serán considerados, en cuanto a su preferencia, en igualdad de circunstancias con todos los demás acreedores comunes del Emisor. Conforme a la Ley de Concursos Mercantiles, en caso de declaración de concurso mercantil o quiebra del Emisor, ciertos créditos en contra de la masa, incluyendo los créditos en favor de los trabajadores, los créditos en favor de acreedores singularmente privilegiados, los créditos con garantías reales, los créditos fiscales y los créditos a favor de acreedores con privilegio especial, tendrán preferencia sobre los créditos a favor de los acreedores comunes del Emisor, incluyendo los créditos resultantes de los Certificados Bursátiles. Asimismo, en caso de declaración de concurso mercantil o quiebra del Emisor, de existir créditos con garantía real éstos tendrán preferencia (incluso con respecto a los Tenedores) hasta por el producto derivado de la ejecución de los bienes otorgados en garantía.

Conforme a la Ley de Concursos Mercantiles, para determinar la cuantía de las obligaciones del Emisor a partir de que se dicte la sentencia de declaración de concurso mercantil, (i) si las obligaciones del Emisor se encuentran denominadas en Pesos deberán convertirse a UDIs (tomando en consideración el valor de la UDI en la fecha de declaración del concurso mercantil), y (ii) si las obligaciones se encuentran denominadas en UDIs, dichas obligaciones se mantendrán denominadas en dichas unidades. Asimismo, las obligaciones del Emisor denominadas en Pesos o UDIs, cesarán de devengar intereses a partir de la fecha de declaración del concurso mercantil.



***Los Certificados Bursátiles podrían tener un mercado limitado.***

No es posible asegurar que habrá un mercado secundario para los Certificados Bursátiles. Asimismo, no es posible asegurar que surgirá un mercado de negociación activa para los Certificados Bursátiles y es posible que dicho mercado no se desarrolle una vez concluida la oferta y colocación de los mismos. El precio al cual se negocien los Certificados Bursátiles puede estar sujeto a diversos factores, tales como el nivel de las tasas de interés en general, las condiciones del mercado de instrumentos similares, las condiciones macroeconómicas en México y la situación financiera del Emisor. En caso de que dicho mercado secundario no se desarrolle, la liquidez de los Certificados Bursátiles puede verse afectada negativamente y los Tenedores podrán no estar en posibilidad de enajenar los Certificados Bursátiles en el mercado en el momento y en el precio que desearan hacerlo.

***En el caso que los Certificados Bursátiles prevean la posibilidad de ser amortizados anticipadamente o de darse por vencidos anticipadamente, y efectivamente lo sean, los Tenedores podrán no encontrar una inversión equivalente.***

Las Emisiones que se realicen al amparo del presente Programa podrán prever disposiciones para su amortización anticipada, así como causas de vencimiento anticipado, según se determine en el Suplemento correspondiente. En el supuesto en que una Emisión efectivamente sea amortizada anticipadamente de manera voluntaria o como resultado de la realización de Causa de Vencimiento Anticipada según dicho término se define en el Título y Suplemento, los Tenedores que reciban el pago de sus Certificados Bursátiles podrán no encontrar alternativas de inversión con las mismas características que los Certificados Bursátiles (incluyendo tasas de interés y plazo).

***Riesgos relacionados con las declaraciones en cuanto al futuro.***

Este Prospecto 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 Prospecto.

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 y GNL, 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;
- 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 imposibilidad o la decisión de no celebrar contratos de suministro y de venta a largo plazo, o contratos de capacidad a largo plazo;
- 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 Prospecto.

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 Prospecto 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.

**e) Otros Valores.**

Salvo por los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa, la Compañía no tiene otros valores inscritos en el Registro Nacional de Valores que mantiene la Comisión Nacional Bancaria y de Valores.

**f) Documentos de Carácter Público.**

Toda la información contenida en el presente Prospecto y/o cualquiera de sus anexos podrá ser consultada por los inversionistas a través de la BMV en sus oficinas ubicadas en Paseo de la Reforma No. 255, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, D.F. o en su página electrónica de Internet: [www.bmv.com.mx](http://www.bmv.com.mx) o en la página del Emisor: [www.sempramexico.com](http://www.sempramexico.com).

A solicitud de cualquier inversionista que demuestre ser propietario de los valores emitidos por la Compañía, de conformidad con la legislación aplicable, se proporcionará copia de dichos documentos mediante escrito dirigido a Manuela Molina Peralta, a través de su correo electrónico [nmolina@sempraglobal.com](mailto:nmolina@sempraglobal.com) o al teléfono: +52 (55) 9138-0100 Ext. 2108, del área de Relaciones con Inversionistas, en las oficinas de Sempra México, S. de R.L. de C.V., ubicadas en Torre Esmeralda I, Blvd. Manuel Ávila Camacho No. 40, Piso 20, Lomas de Chapultepec, México, D.F. C.P. 11000.

La página del Emisor es: [www.sempramexico.com](http://www.sempramexico.com). La información sobre el Emisor contenida en dicha página de Internet no es parte ni objeto de este Prospecto, ni de ningún otro documento utilizado por el Emisor en relación con cualquier oferta pública o privada de valores.

## II. EL PROGRAMA

### a) Características del Programa.

#### 1. Descripción del Programa

El Programa a que se refiere el presente Prospecto, cuyo establecimiento fue acordado mediante resoluciones adoptadas en Asamblea General de Socios de la Compañía, con fecha 18 de octubre de 2012, permitirá la existencia de varias Emisiones de Certificados Bursátiles, con características de colocación independientes. El precio de colocación, el monto de emisión, el valor nominal, la fecha de emisión y amortización, el plazo, la fecha de vencimiento, la tasa de interés aplicable y, en su caso, la forma de calcularla, y la periodicidad de pago de intereses, o, en su caso, la tasa de descuento correspondiente, entre otras características de los Certificados Bursátiles de cada Emisión, serán acordados por el Emisor con el Intermediario Colocador respectivo en el momento de cada Emisión.

Los Certificados Bursátiles emitidos conforme al Programa podrán denominarse en Pesos o en UDIs.

#### 2. Tipo de Oferta

Certificados bursátiles, según se describe en este Prospecto.

#### 3. Monto Total Autorizado del Programa

La CNBV mediante oficio 153/6298/2013 de fecha 11 de febrero de 2013, autorizó la inscripción de los Certificados Bursátiles conforme al Programa hasta por la cantidad de \$12,800,000,000.00 M.N. (doce mil ochocientos millones de Pesos 00/100 Moneda Nacional) o su equivalente en UDIs, sin que el monto conjunto de las Emisiones vigentes en cualquier fecha pueda exceder del monto total autorizado del Programa.

#### 4. Vigencia del Programa

5 (cinco) años contados a partir de la fecha de autorización del Programa por la CNBV, plazo durante el cual el Emisor podrá realizar Emisiones de Certificados Bursátiles, hasta por una cantidad que no podrá exceder del monto total autorizado del Programa.

#### 5. Valor Nominal de los Certificados Bursátiles

El valor nominal de los Certificados Bursátiles será determinado para cada Emisión en la Convocatoria y/o en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente, en el entendido que el valor nominal de cada Certificado Bursátil será de \$100.00 M.N. (cien Pesos 00/100 Moneda Nacional) ó 100 (cien) UDIs o sus múltiplos.

#### 6. Denominación

Los Certificados Bursátiles podrán denominarse en Pesos, o en UDIs, según se señale en el Título, en la Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en los Suplementos correspondientes.

#### 7. Plazo de las Emisiones

El plazo de los Certificados Bursátiles será determinado para cada Emisión y se establecerá en el Título, en la Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente. Los Certificados Bursátiles tendrán un plazo mínimo de 1 (uno) año y máximo de 10 (diez) años.

## **8. Fecha de Emisión y Liquidación**

La fecha de emisión y liquidación de los Certificados Bursátiles serán determinadas para cada emisión de Certificados Bursátiles realizada al amparo del Programa, según se señale en el Título, en la Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente.

## **9. Tasa de Interés**

Los Certificados Bursátiles podrán devengar intereses desde la fecha de su emisión y en tanto no sean amortizados en su totalidad. La tasa a la que devenguen intereses los Certificados Bursátiles podrá ser fija o variable y el mecanismo para su determinación y cálculo (incluyendo el primer pago de intereses) se fijarán para cada Emisión y se indicará en el Título, en el Aviso de la Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente a cada Emisión.

## **10. Intereses Moratorios**

Los Certificados Bursátiles podrán devengar intereses moratorios, los cuales se fijarán para cada Emisión y se indicarán en el Título, en el Aviso de Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente.

## **11. Periodicidad de Pago de Intereses**

Los intereses devengados al amparo de los Certificados Bursátiles serán pagados con la periodicidad que se establezca para cada Emisión en el Título, el Aviso de Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente.

## **12. Lugar y Forma de Pago de Principal e Intereses**

Los intereses y el principal devengados respecto de los Certificados Bursátiles se pagarán el día de su vencimiento o en la fecha de pago de intereses respectiva en el domicilio de Indeval, ubicado en Paseo de la Reforma No. 255, tercer piso, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, D.F., mediante transferencia electrónica a los intermediarios correspondientes. En caso de mora los pagos se realizarán en las oficinas del Emisor, ubicadas en el lugar que para cada Emisión se designe en el Suplemento correspondiente.

## **13. Amortización**

La amortización de los Certificados Bursátiles se llevará a cabo de la manera que se indique para cada Emisión en el Título y en el Suplemento correspondiente, pudiendo amortizarse mediante un solo pago al vencimiento o mediante amortizaciones programadas.

## **14. Amortización Anticipada**

Los Certificados Bursátiles podrán contener disposiciones relativas a su amortización anticipada, según se señale en el Título, en el Aviso de Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente, según sea el caso.

## **15. Obligaciones del Emisor**

Los Certificados Bursátiles podrán prever obligaciones de dar, hacer y de no hacer del Emisor, según se señale en el Título, en la Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en los Suplementos correspondientes.



## **16. Vencimiento Anticipado**

Los Certificados Bursátiles podrán contener disposiciones relativas a su vencimiento anticipado, según se señale en el Título, en el Aviso de Convocatoria, en el Aviso de Colocación o en el Suplemento correspondiente.

## **17. Garantías**

Los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa podrán ser quirografarios o contar con garantía específica según se señale en el Título, en el Aviso o en el Suplemento correspondiente.

## **18. Calificaciones**

Cada Emisión que se realice al amparo del Programa será calificada y las calificaciones se incluirán en el Título y en el Suplemento correspondiente.

## **19. Aumento en el Número de Certificados Bursátiles correspondientes a una Emisión**

El número de Certificados Bursátiles a emitirse y ofrecerse en cada Emisión al amparo del Programa, podrá incrementarse según se determine en el Título y en el Suplemento correspondiente. Los Certificados Bursátiles adicionales que en su caso se emitan y ofrezcan, (i) se considerarán que forman parte de la Emisión de los Certificados Bursátiles originales (por lo cual, entre otras cosas, tendrán la misma clave de pizarra asignada por la BMV) y (ii) tendrán los mismos términos y condiciones que los Certificados Bursátiles originales (incluyendo, sin limitación, fecha de vencimiento, tasa de interés, valor nominal de cada Certificado Bursátil, obligaciones y causas de vencimiento anticipado, en su caso).

## **20. Depositario**

El Título que ampara los Certificados Bursátiles que documenten cada una de las Emisiones que se lleven a cabo conforme al Programa, se mantendrán en depósito en el Indeval para los efectos del artículo 282 de la Ley del Mercado de Valores.

## **21. Posibles Adquirentes**

Personas físicas y morales de nacionalidad mexicana o extranjera; cuando su régimen de inversión lo prevea expresamente. Los posibles adquirentes deberán considerar cuidadosamente toda la información contenida en el Prospecto y en el Suplemento correspondiente a cada Emisión, y en especial, la incluida bajo "Factores de Riesgo".

## **22. 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 para efectos fiscales a lo previsto en el artículo 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 el artículo 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. El régimen fiscal vigente podrá modificarse a lo largo de la vigencia del Programa.

### **23. Intermediario Colocador**

Inicialmente se ha considerado que Deutsche Securities, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V. Grupo Financiero Credit Suisse (México), y Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México, fungirán como Intermediarios Colocadores en la primera emisión de Certificados Bursátiles, en el entendido de que para cualquier Emisión subsecuente al amparo del Programa se podrá designar a cualquier otra casa de bolsa autorizada para operar en México, lo cual será informado de manera oportuna.

### **24. Representante Común**

La institución de crédito o casa de bolsa autorizada por el Emisor para actuar como representante común, según se determine en el Suplemento correspondiente.

### **25. Autorización Corporativa del Programa**

Mediante acuerdo adoptado por la Asamblea General de Socios del Emisor, celebrada con fecha 18 de octubre de 2012, se aprobó el Programa y la consecuente emisión de Certificados Bursátiles.

### **26. Autorización de la CNBV**

La CNBV, mediante oficio No. 153/6298/2013 de fecha 11 de febrero de 2013 autorizó el Programa y la inscripción de los Certificados Bursátiles que se emitan conforme al mismo en el RNV.

### **27. Legislación Aplicable y Jurisdicción**

Los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa se registrarán e interpretarán conforme a la legislación mexicana aplicable.

El Emisor, el Representante Común y, por virtud de la adquisición de los Certificados Bursátiles, los Tenedores, los Tenedores se someterán a la jurisdicción de los tribunales federales competentes con sede en la Ciudad de México, Distrito Federal, para cualquier controversia relacionada con los Certificados Bursátiles, cualquier asamblea de Tenedores, y/o cualquier documento relacionado con la Emisión, renunciando a cualquier otro fuero que pudiera corresponderles por razón de domicilio, presente o futuro, o por cualquier causa.

### **29. Suplementos**

El precio de emisión, el monto total de la Emisión, el valor nominal, la Fecha de Emisión la amortización, el plazo, la fecha de vencimiento, la tasa de interés aplicable y la forma de calcularla (en su caso), la periodicidad de pago de intereses aplicable, entre otras características de los Certificados Bursátiles de cada Emisión, serán acordados por el Emisor con el Intermediario Colocador respectivo y serán dados a conocer al momento de dicha Emisión mediante el Suplemento respectivo.

### **30. Actualización**

De conformidad con la Circular Única y cualquier otra disposición de carácter general aplicable emitida por la CNBV, el Emisor tendrá que actualizar el Prospecto del Programa, en todos sus capítulos si habiendo transcurrido un año a partir de la fecha de publicación del mismo o, a partir de su última actualización, efectúa una nueva emisión al amparo del Programa, excepto si el Emisor se encuentra al corriente en la entrega de información periódica a que hace referencia la

Circular Única, y que hubiera entregado al menos el reporte anual correspondiente al último ejercicio terminado.

**b) Destino de los Fondos.**

El destino de los fondos producto de cada una de las Emisiones al amparo del Programa serán aplicados por el Emisor conforme a las necesidades financieras, corporativas, estratégicas, según se describa en el Suplemento correspondiente.

**c) Gastos relacionados con el Programa.**

Los gastos relacionados con el establecimiento del Programa se detallan a continuación (no incluyen el impuesto al valor agregado correspondiente) serán pagados directamente por el Emisor.

<u>Gasto</u>	<u>Cantidades en Pesos</u>
Derechos por Estudio y Trámite de la CNBV .....	MXN\$ 17,610.12
Derechos por Estudio y Trámite de la BMV <sup>(1)</sup> .....	15,497.03
Honorarios del Asesor Legal <sup>(1)</sup> .....	1,000,000.00
Honorarios del Auditor Externo <sup>(1)</sup> .....	2,942,686.00
<b>TOTAL .....</b>	<b>MXN\$3,975,793.15</b>

(1) Más IVA.

Los gastos en que se incurran por cada Emisión que se realice al amparo del Programa se describirán en el Suplemento correspondiente.

**d) Plan de Distribución.**

El Programa contempla la participación de Deutsche Securities, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México), y Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México, como Intermediarios Colocadores para que ofrezcan los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa bajo la modalidad de mejores esfuerzos, según se contempla en el contrato de colocación respectivo. En caso de ser necesario, los Intermediarios Colocadores podrán celebrar contratos de subcolocación o contratos similares con otras casas de bolsa para formar un sindicato colocador.

Los Certificados Bursátiles se podrán colocar mediante oferta pública utilizando el método de asignación directa o mediante proceso de subasta, según se determine en el Suplemento correspondiente.

Los Certificados Bursátiles emitidos al amparo del Programa serán colocados por el Intermediario Colocador conforme a un plan de distribución que tendrá como objetivo primordial, tener acceso a una base diversa de inversionistas y representativa del mercado institucional mexicano, integrado principalmente por compañías de seguros, sociedades de inversión especializadas en fondos de ahorro para el retiro, sociedades de inversión y fondos de pensiones y jubilaciones de personal o de primas de antigüedad. Asimismo, dependiendo de las condiciones del mercado, los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa, también podrán colocarse con otros inversionistas, tales como inversionistas considerados como de banca patrimonial e inversionistas extranjeros participantes en el mercado mexicano.

Para efectuar colocaciones de Certificados Bursátiles, el Emisor podrá, junto con el Intermediario Colocador, realizar uno o varios encuentros bursátiles con inversionistas potenciales, contactar por vía telefónica a dichos inversionistas y, en algunos casos, sostener reuniones separadas con esos inversionistas.

Asimismo, los Intermediarios Colocadores deberán tomar las medidas pertinentes a efecto de que las prácticas de venta de los Certificados Bursátiles se realicen conforme a la normatividad aplicable, a sus políticas definitivas de perfilamiento de clientes, a los objetivos de inversión, perfil de riesgo y productos en los que puede invertir su clientela.

El Emisor y el Intermediario Colocador no tienen conocimiento de que alguno de los principales socios, directivos o miembros del Consejo de Gerentes del Emisor, pretendan adquirir parte de los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa. El Intermediario Colocador no pretende colocar parcial o totalmente Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa entre Partes Relacionadas.

Para las emisiones de Certificados Bursátiles los términos y la forma de colocar los certificados respectivos se darán a conocer a través del Suplemento respectivo. El plan de distribución para cada emisión se describirá con mayor detalle en el Suplemento correspondiente.

El Intermediario Colocador podrá ser cualquier casa de bolsa autorizada para operar en México, que el Emisor designe para las diversas emisiones al amparo del Programa, con el fin de ofrecer los Certificados Bursátiles entre el público inversionista.

**e) Estructura de Capital considerando el Programa.**

Por tratarse de un Programa con duración de 5 (cinco) años contados a partir de la fecha de autorización del Programa por la CNBV, plazo durante el cual el Emisor podrá realizar varias emisiones de Certificados Bursátiles, hasta por una cantidad que no podrá exceder del monto total autorizado del Programa, y en virtud de no poder prever la frecuencia o los montos de las Emisiones que serán realizadas al amparo del Programa, no se presentan los ajustes al balance de la Compañía que resultarán de cualquier Emisión de Certificados Bursátiles conforme al Programa. La estructura de pasivos y capital de la Compañía y el efecto que con relación a la misma produzca cada Emisión de Certificados Bursátiles será descrita en el Suplemento respectivo.

**f) Funciones del Representante Común.**

El Representante Común tendrá las facultades y obligaciones que se contemplen en el Título correspondiente para cada Emisión, la Ley del Mercado de Valores y la LGTOC, incluyendo sin limitar los artículos 216 y 217, fracciones VIII y X a XII, de este último ordenamiento. Para todo aquello no expresamente previsto en el Título correspondiente a cada Emisión, la Ley del Mercado de Valores y en lo no previsto y/o aplicable en la LGTOC.

**g) Asamblea de Tenedores.**

Las asambleas de los Tenedores representarán al conjunto de éstos y se regirán, en todo caso, por las disposiciones contenidas en el Suplemento y el Título correspondiente a cada emisión que se realice al amparo del Programa.



**h) Nombres de personas con Participación Relevante.**

<b>NOMBRE</b>	<b>CARGO</b>	<b>INSTITUCIÓN</b>
<b>EMISOR</b>		
Carlos Ruiz Sacristán	Director General Ejecutivo	
Arturo Infanzón Favela	Vice-Presidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas	Sempra México, S. de R.L. de C.V.
René Buentello Carbonell	Abogado General.	
<b>INTERMEDIARIO COLOCADOR</b>		
Juan Carlos Jaques Garcés Isabel Ocaña Ruiz de Velasco	Representantes legales	Deutsche Securities, S.A. de C.V., Casa de Bolsa
Luis Macías Gutiérrez Moyano	Representante legal	Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México).
Nathan Moussan Farca Luis Adolfo Rodríguez Malagón	Representantes legales	Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México
<b>DESPACHO EXTERNO DE ABOGADOS</b>		
Manuel Echave Pintado Martín Sánchez Bretón	Socios	Mijares, Angoitia, Cortes y Fuentes, S.C.
<b>AUDITORES EXTERNOS</b>		
Martín Guillermo Manrique Gómez Javier Kuan Cervantes	Socios	Deloitte México, Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.

Las personas que participan en la asesoría y consultoría relacionada con cada Emisión de Certificados Bursátiles que se realice al amparo del Programa descrito en el presente Prospecto, se señalarán en el Suplemento respectivo.

En la Compañía, el área de Relaciones con Inversionistas a cargo de Manuela Molina Peralta, es el área que brinda atención a analistas e inversionistas. Se encuentra ubicada en:

Torre Esmeralda I  
Blvd. Manuel Ávila Camacho No. 40, Piso 20  
Lomas de Chapultepec  
11000 México, D.F.  
Teléfono +52 (55) 9138-0100  
Correo electrónico: nmolina@sempraglobal.com  
Página de Internet: www.sempramexico.com

### III. EL EMISOR

#### a) Historia y Desarrollo del Emisor.

Sempre México 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. Sempre México 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 Ley General de Sociedades Mercantiles y modificó su denominación a Sempre Energy México, S. de R.L. de C.V., posteriormente, el 3 de diciembre de 2008 modificó su denominación a Sempre México, S. de R.L. de C.V. Sujeto a la obtención de las autorizaciones corporativas y gubernamentales correspondientes, el Emisor tiene la intención de modificar su denominación social.

Las oficinas principales del Emisor se encuentran ubicadas en Boulevard Manuel Ávila Camacho número 40, piso 20, Colonia Lomas de Chapultepec, código postal 11000 en México, Distrito Federal, su número telefónico es el +52 (55) 9138-0100.

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 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.

La sección “*El Emisor –Descripción del Negocio – Estructura Corporativa*” de este Prospecto contiene una descripción de la estructura corporativa del Emisor, incluyendo un esquema de sus afiliadas y subsidiarias.

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 y Gas LP 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 proceso de desarrollo. 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 16 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\$2,400 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 octubre y noviembre de 2012, la Compañía construirá el 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 mpcd (13.3 mthd).

En diciembre de 2012, 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 226 km de ductos con una capacidad de diseño de hasta aproximadamente 151.9 mpcd (2.7 mthd).

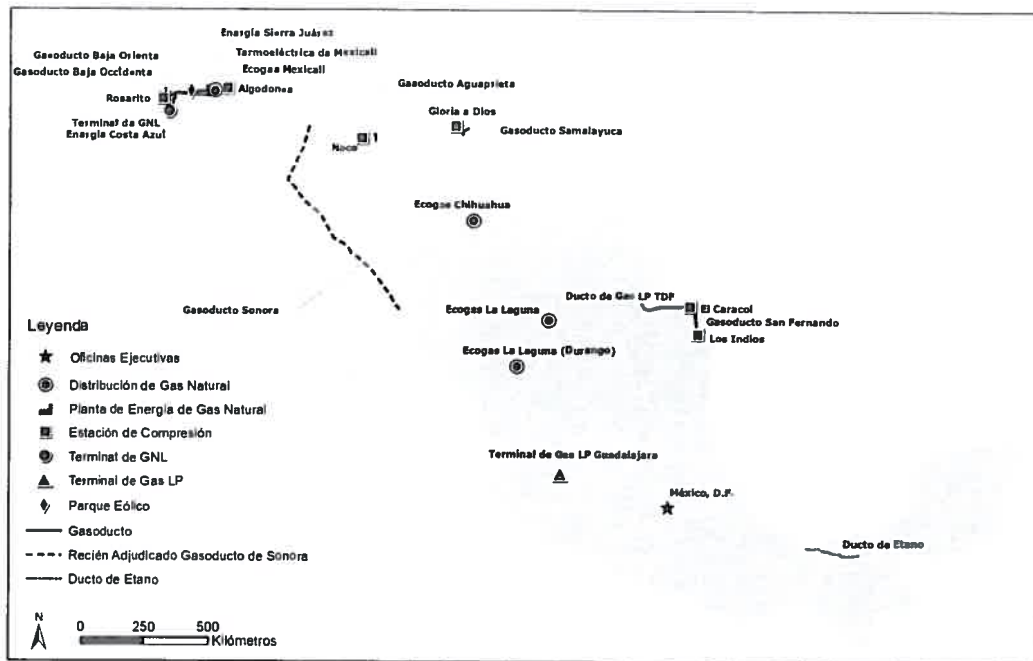
Los logros de la Compañía como empresa pionera en la inversión privada en el sector energía de México, incluyen lo siguiente:

- 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 el único negocio conjunto en infraestructura de gas;
- 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; y
- la Compañía está desarrollando el Proyecto Etanoducto, el primer sistema privado de transporte de etano a través de ductos en México.

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 y Gas LP, así como de terminales de almacenamiento de Gas LP. Adicionalmente, la Compañía está en la etapa de negociación con afiliadas de BP Wind Energy North America Inc., una subsidiaria de British Petroleum, para celebrar una posible asociación al 50% para llevar a cabo el desarrollo potencial del proyecto de Energía Sierra Juárez.

**b) Descripción del negocio.**

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 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 160,000 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, que se encuentra en proceso de construcción.
  - Los activos actuales del negocio del segmento Gas incluyen el Gasoducto Baja Oriente, el Gasoducto Baja Occidente, 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 del 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 se encuentra en proceso de construcción y se prevé que quedará concluida en 2013.



- Todos los sistemas de transporte, las estaciones de compresión y la terminal de almacenamiento de Gas LP 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 Baja Oriente.* Este sistema totalmente bidireccional está 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 el Gasoducto Baja Occidente 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 Baja Oriente, mismos que representan una capacidad máxima total diaria de 3,450 mpcd (35.9 mthd), equivalente al 90% de la capacidad instalada del sistema.
  - *Gasoducto Baja Occidente.* Este sistema totalmente bidireccional, que está 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 Baja Oriente, 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 a través de contratos de servicio de transporte en base firme.
  - *Gasoducto Aguaprieta.* Este sistema está 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 Pemex Gas en abril de 2010. Pemex Gas es la subsidiaria de PEMEX responsable del procesamiento, transporte y comercialización de gas, entre otras cosas. Actualmente Pemex Gas 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, y la Estación Gloria a Dios. Además, el negocio conjunto es propietario de la Terminal de Gas LP de Guadalajara, que se encuentra en proceso de construcción. 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 95,670 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 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 del 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 aproximadamente 37 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 Compañía prevé que esta terminal entrará en operación en el segundo trimestre 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.
- *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 Baja Oriente, 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 m<sup>3</sup> (73.3 mth) en dos tanques de 160,000 m<sup>3</sup> (36.6 mth) cada uno; y está diseñada para operar a una capacidad máxima de envío de 1,300 mpcd (13.5 mthd). Operando a su capacidad contratada de envío en base firme de 1,000 mpcd (10.4 mthd), la terminal puede abastecer aproximadamente una octava parte de las necesidades de consumo interno de gas natural del país de 2012.
  - 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%. 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, está obligada a realizar pagos a LNG Marketing para cubrir los costos fijos relacionados con la capacidad de almacenamiento contratada con la Terminal de GNL y 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 3,075 km, atiende actualmente a más de 90,000 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. Sin embargo, 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.
- Los clientes residenciales representan el 98% del total de clientes del negocio de distribución (en términos del número de cuentas) y aportan el 56% del margen de utilidad. Los clientes industriales y comerciales representan en conjunto el otro 2% (en términos del número de cuentas) pero adquieren el 96% del volumen total procesado por el sistema y aportan el 44% del margen de utilidad del negocio. La Compañía tiene celebrados contratos de suministro a largo plazo con algunos de sus clientes industriales y comerciales, con los cuales negocia tarifas más bajas que la tarifa máxima regulada a cambio de la obligación de contratar ciertos volúmenes mínimos a largo plazo.

Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2011 y el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2012, el segmento Gas de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$550.9 millones y USD\$351.8 millones, respectivamente, equivalentes al 67% y el 77% del total de ingresos consolidados de la Compañía, respectivamente; y una UAIDA ajustada de USD\$304.6 millones y USD\$235.6 millones, respectivamente, equivalentes al 82% y al 97% de la UAIDA ajustada total de la Compañía, respectivamente. Los ingresos por 2011 y el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2012, no incluyen la participación en las utilidades de negocio conjunto con Pemex Gas de USD\$21.6 millones y USD\$32.5 millones, respectivamente, 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 Baja Oriente, 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. Además, 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 directamente a clientes ubicados 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 potencial proyecto está ubicado en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California, que constituye una de las regiones con mayores recursos en términos de la fuerza del viento en la costa oeste de América del Norte. La etapa inicial del potencial proyecto se ubicaría muy cerca de la frontera con los Estados Unidos, a 112 km de la ciudad de San Diego. La Compañía estima que esta etapa inicial requeriría una inversión total de aproximadamente USD\$320 millones. El potencial proyecto se interconectaría con el Sistema de Transmisión Suroeste (*Southwest Powerlink*), en la subestación East County que SDG&E tiene planeado construir 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 estima iniciar la potencial construcción del proyecto durante 2013 y concluir su primera etapa durante 2014. La Compañía anticipa que la totalidad de la electricidad generada por los 52 aerogeneradores que se instalarían inicialmente (hasta 156 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, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones financieras y la obtención de las autorizaciones gubernamentales correspondientes, incluyendo por parte de la CRE y la CFE.

Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2011, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos por aproximadamente USD\$269.7 millones, equivalentes al 33% del total de los ingresos consolidados, y una UAIDA ajustada de USD\$70.1 millones, equivalentes al 19% de total de la UAIDA ajustada del año. Para el periodo de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2012, el segmento Electricidad de la Compañía reportó ingresos de aproximadamente USD\$101.7 millones, equivalentes al 22% del total de ingresos consolidados de la Compañía, y una UAIDA ajustada de USD\$8.5 millones, equivalentes al 4% del total de la UAIDA ajustada de la Compañía para dicho periodo.

Desde 1995, la Compañía ha invertido aproximadamente USD\$2,400 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 Gasoducto Sonora, el Proyecto Etanoducto, la Terminal de Gas LP de Guadalajara y el parque eólico Energía Sierra Juárez, los que actualmente se encuentran en proceso de desarrollo) 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 beneficiarse de este tipo de oportunidades de desarrollo en el futuro.

#### (i) Perfil de la industria

A pesar de que México cuenta con abundantes reservas de petróleo y gas natural, el sólido crecimiento económico del país está ocasionando que la demanda de energía supere su capacidad de generar abasto adicional. La histórica insuficiencia de la inversión en actividades de exploración y producción ha constreñido la oferta; y las limitaciones presupuestales para el desarrollo de grandes proyectos, tales como los sistemas de ductos de gas natural, las líneas de transmisión de energía eléctrica y las plantas de generación de electricidad, han afectado el desarrollo de la infraestructura de energía.

La Compañía considera que las tendencias macroeconómicas actuales del país crearán importantes oportunidades de crecimiento en el sector de la infraestructura de energía en los próximos años, a medida que la demanda de energía continúe creciendo. La administración de Enrique Peña Nieto, que fue electo Presidente de México en julio de 2012, ha manifestado públicamente su deseo de incrementar la inversión del sector privado en la infraestructura de energía.

La SENER estima que para 2014 el país requerirá 6,402 mcpd adicionales de ductos para gas natural, que requerirán una inversión de aproximadamente USD\$8.8 millones. Esta cifra representa un incremento del 4.56% con respecto al nivel de inversión actual.

#### *Tendencias en el entorno regulatorio*

Los sectores del gas natural y la energía eléctrica constituyen actividades reguladas y cuentan con un alto nivel de participación gubernamental. En el sector electricidad, el gobierno opera a través de la CFE, que tiene el derecho exclusivo de transmisión y distribución de electricidad en todo México; y en el sector de gas natural opera a través de PEMEX y sus subsidiarias, incluyendo a Pemex Gas. En la década de los noventa se promulgaron una serie de reformas legislativas para liberalizar los mercados de energía, creándose importantes oportunidades para la inversión privada en el almacenamiento, transporte y distribución de gas natural.

Desde la nacionalización de la industria eléctrica en 1960, hasta 1992, la CFE fue la única entidad autorizada para generar energía eléctrica en México. Las reformas promulgadas en 1992 y la nueva legislación promulgada en 1997 permitieron la participación de los PIE en la construcción y operación de plantas de generación de energía eléctrica para su venta exclusiva a la CFE de

conformidad con contratos de generación de electricidad a largo plazo y precio fijo así como para la exportación y el autoconsumo. 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 obtienen 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.

#### *Tendencias en la demanda*

Actualmente el sector privado opera más del 66.0% de los proyectos de generación de energía eléctrica de ciclo combinado del país, a través de contratos con PIE. Estos proyectos generan, en conjunto, el 30.2% de toda la electricidad producida en México.

La apertura del mercado a los PIE incrementó en gran medida el uso de las tecnologías de ciclo combinado a base de gas natural en México. Entre otras cosas, 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 y ha incrementado sustancialmente la demanda de gas natural, que se ha convertido en el principal insumo para la generación de electricidad. Entre 1999 y 2011, la demanda de gas natural se duplicó para alcanzar un nivel de consumo de 8,250 mpcd.

La SENER estima que en los próximos trece años la demanda de gas natural y electricidad continuará creciendo a un ritmo anual promedio del 3.8% y el 4.7%, respectivamente. Con base en estos niveles, para 2026 el país requerirá 13,916 mpcd (121.3 mthd) de gas natural (equivalentes a un crecimiento del 59%) y 445.1 TWh (14,150.1 mth) de electricidad bruta (equivalentes a un crecimiento del 89%).

#### *Tendencias en la oferta*

No obstante que en 2011 México contaba con reservas comprobadas de gas natural por 11.9 billones de pies cúbicos (según la Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*)), debido a la falta de infraestructura de transporte y a los relativamente bajos niveles de extracción de este insumo, es probable que el país experimente dificultades para satisfacer la creciente demanda de gas natural y tenga que depender cada vez más de las importaciones, que desde 2008 han ayudado a satisfacer aproximadamente el 20% de la demanda nacional. El crecimiento de la demanda de gas natural también ha constreñido la capacidad del SNG (que está controlado por Pemex Gas), creando un riesgo considerable de interrupción en el suministro de gas a los usuarios.

La necesidad de desarrollar nuevos sistemas de transporte de gas natural se ha convertido en una prioridad para el sector energía. PEMEX ha manifestado que tiene planeado incrementar su infraestructura y capacidad a lo largo de la frontera con los Estados Unidos y concentrarse en las actividades de exploración y producción de gas natural. Por su parte, la CFE adjudicó recientemente contratos por casi 2,000 km de ductos como parte de los 6,402 mcpd adicionales de ductos para gas natural que la SENER estima que el país requerirá para 2014.

#### *Competencia*

En términos generales, el segmento Electricidad está sumamente concentrado y una parte sustancial del mercado está controlado por unas cuantas empresas. En el negocio de gasoductos, las cuatro principales empresas tienen una participación de mercado combinada de casi el 90%. El mayor porcentaje corresponde a Pemex Gas, que tiene una participación del 38%, seguida de la Compañía con un 29%, medida en términos de capacidad de diseño de sus gasoductos. El negocio de distribución también está altamente concentrado, ya que Gas Natural Fenosa y GDF Suez tienen una participación en conjunto del 80% del mercado en términos de número de clientes (industriales, comerciales y residenciales). En el segmento Electricidad, Iberdrola y Gas Natural Fenosa tienen una participación en conjunto del 61% del mercado en términos de capacidad instalada.

(ii) Actividad principal, canales de distribución, principales clientes e información de mercado, por segmento de negocio.

1. **Segmento Gas**

El segmento Gas incluye: (1) el negocio de gasoductos, donde la Compañía es propietaria y operadora de diversos sistemas de recepción, transporte, almacenamiento y entrega de gas natural y Gas LP (incluyendo los pertenecientes al negocio conjunto con Pemex Gas); (2) el negocio de GNL, donde la Compañía es propietaria de una terminal de almacenamiento y regasificación de GNL, compra GNL y vende gas natural a sus clientes; y (3) el negocio de distribución, a través del cual la Compañía distribuye gas natural a más de 90,000 clientes residenciales, comerciales e industriales en el norte del país. A continuación se incluye una descripción detallada de cada uno de los activos del segmento Gas de la Compañía.

**Gasoductos**

*Panorama general*

La Compañía es propietaria y operadora de sistemas de recepción, transporte, almacenamiento y entrega de gas natural y Gas LP, que incluyen más de 500 km de ductos para gas natural, 190 km de ductos para Gas LP, seis estaciones de compresión de gas natural con una potencia total de más de 160,000 caballos de fuerza, y una instalación de almacenamiento de Gas LP con una capacidad de 80,000 bl (4.4 mth) que se encuentra en proceso de construcción en las afueras de Guadalajara, en los estados de Baja California, Chihuahua, Jalisco, Nuevo León, Sonora y Tamaulipas. Los sistemas de transporte de gas natural de la Compañía cuentan con una capacidad de diseño total de más de 5,700 mpcd (59.3 mthd); y su sistema de transporte de Gas LP cuenta con una capacidad de diseño de 30,000 bld (1.6 mthd) y una capacidad de almacenamiento de 40,000 bl (2.2 mth). Los sistemas de transporte de la Compañía incluyen el Gasoducto Baja Oriente, el Gasoducto Baja Occidente, el Gasoducto Aguaprieta y la Estación Naco, así como los activos pertenecientes a su negocio conjunto con Pemex Gas, en la que tiene una participación del 50%. Este negocio conjunto es propietario del Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Ducto de Gas LP TDF, la Estación Gloria a Dios y la Terminal de Gas LP en Guadalajara, que actualmente se encuentra en proceso de construcción. Los activos correspondientes al negocio de gasoductos incluirán también el Gasoducto Sonora, el cual representará, una vez concluida su construcción, aproximadamente 835 km adicionales de nueva infraestructura de ductos y una capacidad agregada diseñada adicional de 1,280 mpcd (13.3 mthd). El Proyecto Etanoducto que actualmente se encuentra en desarrollo representará, una vez concluida la construcción, aproximadamente 226 km adicionales de nueva infraestructura de ductos y una capacidad de diseño de transporte de etano de hasta aproximadamente 151.9 mpcd (2.7 mthd).

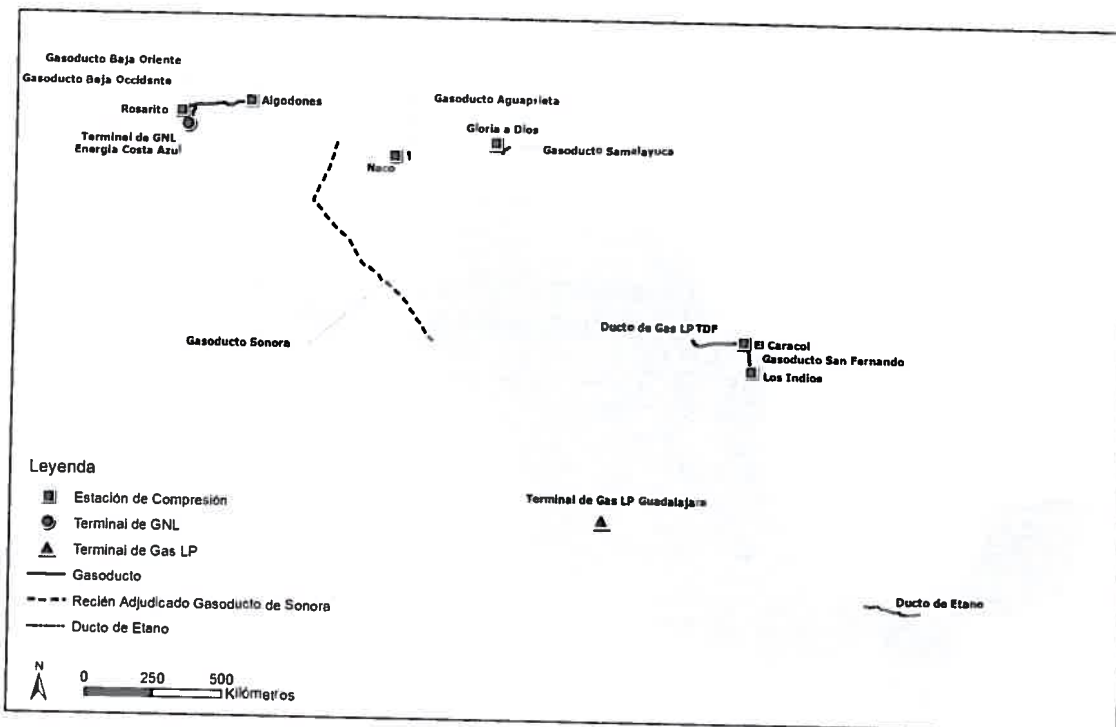
La mayor parte de los sistemas de transporte, las estaciones de compresión y la terminal de almacenamiento de Gas LP que se encuentra en proceso de construcción, tienen celebrados contratos de transporte en base firme a largo plazo con algunas de las principales empresas que participan en la industria, incluyendo Shell, Gazprom, Intergen, TransCanada, Pemex Gas, y CFE. Además, la Compañía ha firmado para el Gasoducto Sonora, dos contratos de transporte en base firme durante un plazo de 25 años con la CFE y el Proyecto Etanoducto que actualmente se encuentra en desarrollo, tiene celebrado un contrato en base firme a 21 años con Pemex Gas. La siguiente tabla contiene un resumen de los activos pertenecientes al negocio de gasoductos de la Compañía al 30 de septiembre de 2012, incluyendo aquellos en los que tiene un porcentaje de propiedad del 50% a través de su negocio conjunto con Pemex Gas.



Activos	% de propiedad	Longitud del sistema (km)	Capacidad de diseño (mpcd)	% de capacidad contratada a largo plazo <sup>(1)(2)</sup>	Compresión disponible (caballos de fuerza)	Fecha de inicio de operaciones
<b>Transporte de gas natural</b>						
Gasoducto Baja Oriente	100%	302 <sup>(3)</sup>	3,324 <sup>(3)</sup>	90%	30,000	Ago. 2002 <sup>(4)</sup>
Gasoducto Baja Occidente	100%	45	940	100%	8,000	Jun. 2000 <sup>(5)</sup>
Gasoducto Aguaprieta	100%	13	200	25%	N/A	Nov. 2002
Estación Naco	100%	N/A	90	100%	14,340	Sept. 2001
Gasoducto San Fernando <sup>(6)</sup>	50%	114	1,000	100%	95,670	Nov. 2003
Gasoducto Samalayuca <sup>(6)</sup>	50%	37	272	51%	N/A	Dic. 1997
Estación Gloria a Dios <sup>(6)</sup>	50%	N/A	60	100%	14,300	Oct. 2001
<b>Transporte de Gas LP</b>						
Ducto de Gas LP TDF <sup>(6)</sup>	50%	190	30,000 bld / 40,000 bl <sup>(7)</sup>	100%	N/A	Dic. 2007
<b>Almacenamiento de Gas LP</b>						
Terminal de Gas LP de Guadalajara <sup>(6)</sup>	50%	N/A	80,000 bl <sup>(7)</sup>	100%	N/A	1 <sup>er</sup> semestre 2013 <sup>(8)</sup>

- (1) Los contratos de capacidad a largo plazo son aquellos contratos en base firme que tienen un plazo de vigencia restante de cuando menos ocho años.
- (2) Refleja el porcentaje de capacidad contratada, que dependiendo del contrato puede estar expresada en volumen o por valores de poder calorífico (tales como en unidades térmicas británicas). Aunque en ocasiones la Compañía presenta las cifras de capacidad de diseño y capacidad contratada, tanto en unidades de volumen como en poder calorífico para facilitar la comparación de los distintos negocios del segmento Gas, en virtud de las pequeñas diferencias que surgen al convertir estas cifras es posible que algunas de las cifras incluidas en este Prospecto no coincidan exactamente con el porcentaje de capacidad contratada.
- (3) El Gasoducto Baja Oriente consta de tres segmentos con distintas longitudes, diámetros y capacidades de transporte, conforme a lo descrito más adelante. Las cifras incluidas en esta tabla corresponden a la suma aritmética de la longitud y las capacidades de diseño de cada uno de los tres tramos que integran este sistema.
- (4) El Gasoducto Baja Oriente incluye la estación de compresión Algodones, el sistema Rosarito Main Line, el sistema LNG Spur y el sistema Yuma Lateral, que entraron en operación en distintas fechas entre 2002 y 2010.
- (5) El Gasoducto Baja Occidente incluye una ampliación que entró en operación en febrero de 2008.
- (6) Perteneciente al negocio conjunto con Pemex Gas. La Compañía no consolida los resultados de este negocio conjunto, sino que los reconoce de conformidad con el método de participación.
- (7) En barriles de Gas LP. Las cifras correspondientes al Ducto de Gas LP TDF representan 30,000 bld de capacidad por lo que respecta al sistema de transporte; y 40,000 bl de capacidad por lo que respecta a las instalaciones de entrega conectada a la punta oeste del sistema de transporte.
- (8) Esta terminal se encuentra en proceso de construcción y la Compañía prevé que entrará en operación en el segundo trimestre de 2013.

El siguiente mapa muestra la ubicación de los sistemas de transporte de gas de la Compañía.



### Contratos de servicio en base firme

La Compañía tiene celebrados contratos de servicio de transporte en base firme a largo plazo con varios clientes para todos sus sistemas. Estos contratos representan la principal fuente de ingresos del negocio. De conformidad con estos contratos, la Compañía está obligada a suministrar a sus clientes servicios de transporte de determinadas cantidades diarias máximas de gas natural o Gas LP; y los clientes están obligados a pagar el importe correspondiente a dichas cantidades. Cada cliente paga un cargo mensual que incluye un componente fijo por concepto de la reservación de capacidad, y un componente variable basado en la cantidad de gas entregada, más el reembolso de los gastos relacionados con los servicios de transporte prestados. Una importante mayoría de los ingresos generados por estos contratos deriva del componente fijo por concepto de reservación, que los clientes están obligados a pagar independientemente de que utilicen o no la capacidad contratada.

La mayoría de estos contratos tienen tarifas fijas en dólares inferiores a las tarifas reguladas autorizadas por la CRE. La CRE establece (y ajusta periódicamente) las tarifas máximas reguladas que la Compañía puede cobrar a los usuarios que no pacten una tarifa con la Compañía. Tratándose de los contratos que prevén el pago de la tarifa máxima permitida por la CRE, de acuerdo con la Directiva de Precios y Tarifas emitida por dicha autoridad, el cargo se ajusta anualmente con base en la inflación y la variación en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar.

La mayoría de los contratos de transporte en base firme de la Compañía también exigen que el cliente otorgue una garantía financiera o una carta de crédito para garantizar el cumplimiento de los términos establecidos en su contrato. En virtud de que los sistemas de transporte de gas de la Compañía son sistemas de acceso abierto, la capacidad no utilizada puede venderse a los clientes o a terceros mediante contratos de servicios de transporte en base interrumpible. Aunque la Compañía ha celebrado contratos de transporte en base interrumpible con algunos de sus clientes, históricamente estos contratos no han tenido ningún efecto significativo en sus actividades y resultados de operación.

*[Firma manuscrita]*

## Activos

### Gasoducto Baja Oriente

El Gasoducto Baja Oriente, ubicado en el estado de Baja California, está 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, que es totalmente bidireccional, 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. La capacidad bidireccional de este sistema le permite a la Compañía transportar gas natural suministrado ya sea desde el mercado de gas natural de los Estados Unidos, o desde su Terminal de GNL. Los tres tramos que integran el sistema se conocen como "Rosarito Mainline", "LNG Spur" y "Yuma Lateral":

- *Rosarito Mainline.* Este sistema, que se concluyó en 2002 con el objeto de suministrar gas natural procedente de los Estados Unidos a varias plantas generadoras de electricidad y clientes industriales en Baja California, está integrado por aproximadamente 225 km de ductos de 30 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 534 mpcd (5.6 mthd).
- *LNG Spur.* Este sistema se concluyó en 2008 y transporta el GNL regasificado proveniente de la Terminal de GNL, al sistema Rosarito Mainline para su posterior entrega tanto a plantas generadoras de electricidad y clientes industriales ubicados en México, como a sistemas de transporte de los Estados Unidos. El sistema está integrado por aproximadamente 72 km de ductos con 42 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 2,600 mpcd (27.0 mthd).
- *Yuma Lateral.* Este sistema, que se concluyó en 2010 con el objeto de abastecer al mercado de la generación de electricidad del estado de Arizona en los Estados Unidos, está integrado por aproximadamente cinco km de ductos con 12 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 190 mpcd (2.0 mthd).

El Gasoducto Baja Oriente también incluye la estación de compresión Algodones, una planta con potencia de 30,000 caballos de fuerza instalada en el sistema Rosarito Mainline en la localidad de Algodones, Baja California, que incrementa la capacidad del sistema pero no genera ingresos directamente.

La Compañía tiene celebrados 15 contratos de servicio de transporte en base firme con los clientes del Gasoducto Baja Oriente, mismos que representan una capacidad diaria máxima total de 3,450 mpcd (35.9 mthd), equivalente al 90% de la capacidad instalada del sistema. La siguiente tabla contiene una descripción de ciertas características de los contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con algunos de los principales clientes del Gasoducto Baja Oriente.

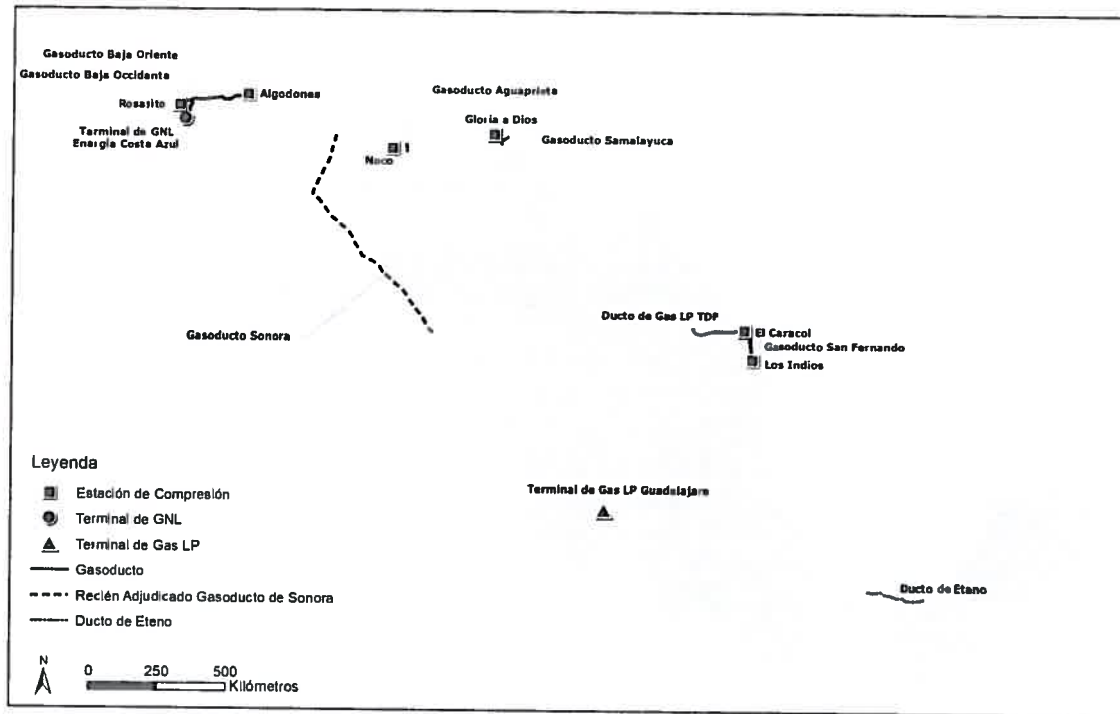
Cliente	Objeto y características	Fecha de celebración	Vigencia	Capacidad contratada <sup>(1)</sup>
Shell	Transporte de gas natural desde la Terminal de GNL hasta el punto de interconexión entre el sistema Rosarito Mainline y el gasoducto de North Baja Pipeline en la localidad de Algodones, Baja California, en el cruce fronterizo con los Estados Unidos.	Jun. 2008	20 años	1,396 mpcd cantidad diaria máxima.
LNG Marketing (subsidiaria de la Compañía) <sup>(2)</sup>	Transporte de gas natural desde la Terminal de GNL hasta el punto de interconexión entre el sistema LNG Spur y el sistema Rosarito Mainline en la localidad de Tecate, Baja California.	May. 2008	20 años	1,260 mpcd cantidad diaria máxima.



Ciente	Objeto y características	Fecha de celebración	Vigencia	Capacidad contratada <sup>(1)</sup>
Gazprom	Transporte de gas natural desde la Terminal de GNL hasta el punto de interconexión entre el sistema Rosarito Mainline y el gasoducto de North Baja Pipeline en la localidad de Algodones, Baja California, en el cruce fronterizo con los Estados Unidos.	Abr. 2009	20 años	204 mpcd cantidad diaria máxima.
LNG Marketing (subsidiaria de la Compañía) <sup>(2)</sup>	Transporte de gas natural desde el punto de interconexión entre el sistema Rosarito Mainline y el gasoducto de North Baja Pipeline en la localidad de Algodones, Baja California, en el cruce fronterizo con los Estados Unidos, hasta un punto de interconexión con el Gasoducto Baja Occidente cerca de Tijuana, Baja California.	Feb. 2002	20 años	202 mpcd cantidad diaria máxima.
Intergen	Transporte de gas natural desde un punto de interconexión entre el sistema Rosarito Mainline y el gasoducto de North Baja Pipeline en la localidad de Algodones, Baja California, hasta un punto ubicado en las inmediaciones de la localidad de Las Palmas, Mexicali, Baja California	Feb. 2002	25 años	130 mpcd cantidad diaria máxima.
Termoeléctrica de Mexicali (subsidiaria de la Compañía) <sup>(2)(3)</sup>	Transporte de gas natural desde el punto de interconexión entre el sistema Rosarito Mainline y el gasoducto de North Baja Pipeline en la localidad de Algodones, Baja California, en el cruce fronterizo con los Estados Unidos, hasta un punto de interconexión con la Termoeléctrica de Mexicali.	Feb. 2002	20 años	101 mpcd cantidad diaria máxima.

- (1) En algunos casos, la capacidad contratada indicada en esta tabla puede ser superior a la capacidad de diseño debido a las conexiones y otras limitaciones.
- (2) Sempra Energy, el socio que ejerce el control de la Compañía, ha proporcionado apoyo crediticio por USD\$125.8 millones respecto de las obligaciones de LNG Marketing bajo sus contratos con el Gasoducto Baja Oriente. Actualmente LNG Marketing utiliza la capacidad contratada con estos sistemas para transportar el gas natural suministrado a sus clientes, que son la planta Presidente Juárez de la CFE, que cuenta con una potencia de 1,300 MW, y JPM Ventures Energy. Véase la sección "Actividad principal, canales de distribución, principales clientes e información de mercado, por segmento de negocio—Segmento Gas—Gas natural licuado—Operaciones de compraventa de GNL y gas natural".
- (3) Sempra Energy, el socio que ejerce el control de la Compañía, ha proporcionado apoyo crediticio por USD\$29.4 millones respecto de las obligaciones de la Termoeléctrica de Mexicali bajo este contrato. Actualmente la Termoeléctrica de Mexicali utiliza la capacidad contratada para alimentar sus propios generadores.

El siguiente mapa muestra las rutas de los tres sistemas del Gasoducto Baja Oriente y las rutas del Gasoducto Baja Occidente.



### Gasoducto Baja Occidente

El 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. Este sistema totalmente bidireccional, que está integrado por aproximadamente 45 km de ductos de 30 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 940 mpcd (9.8 mthd), se interconecta 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 que tiene una potencia de 1,300 MW. El Gasoducto Baja Occidente incluye una estación de compresión con una potencia total instalada de 8,000 caballos de fuerza, ubicada en Rosarito, Baja California que incrementa la presión de entrega del sistema. El mapa que antecede muestra la ubicación del Gasoducto Baja Occidente.

La capacidad total del sistema está totalmente contratada a través de contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con sus clientes. La siguiente tabla contiene una descripción de ciertas características de los contratos de servicio de transporte en base firme celebrados con los principales clientes del Gasoducto Baja Occidente.



Ciente	Objeto y características	Fecha de celebración	Vigencia	Capacidad contratada <sup>(1)</sup>
LNG Marketing (subsidiaria de la Compañía) <sup>(1)</sup>	Transporte de gas natural desde un punto de interconexión con el sistema Rosarito Mainline en Tijuana, Baja California, hasta un punto de interconexión entre el Gasoducto Baja Occidente y el sistema de SDG&E en la localidad de Otay Mesa, California, E.U.A.; y a un punto de interconexión con la planta Presidente Juárez en Rosarito, Baja California.	May. 2008	20 años	519 mpcd cantidad diaria máxima.
Shell	Transporte de gas natural desde un punto de interconexión con el sistema Rosarito Mainline en Tijuana, Baja California, hasta un punto de interconexión entre el Gasoducto Baja Occidente y el sistema de SDG&E en la localidad de Otay Mesa, California, E.U.A.	Jun. 2008	20 años	385 mpcd cantidad diaria máxima.

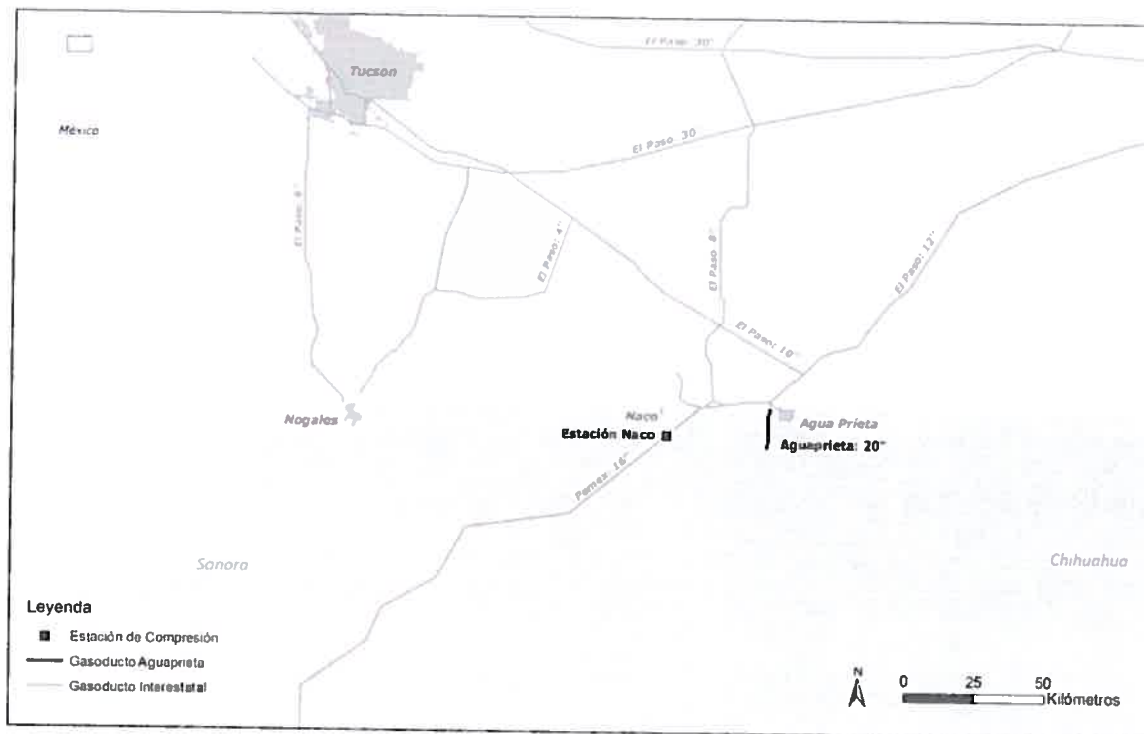
(1) Sempra Energy, el socio que ejerce el control de la Compañía, ha proporcionado apoyo crediticio por USD\$45.6 millones respecto de las obligaciones de LNG Marketing bajo este contrato. Actualmente LNG Marketing utiliza la capacidad contratada para transportar el gas natural suministrado a sus clientes, que son la planta Presidente Juárez de la CFE, que cuenta con una potencia de 1,300 MW, y JPM Ventures Energy. Además, de conformidad con el contrato celebrado con la CFE, esta última reembolsa a LNG Marketing el importe correspondiente a la porción de la capacidad contratada utilizada para abastecer a la planta Presidente Juárez. Véase la sección "Actividad principal, canales de distribución, principales clientes e información de mercado, por segmento de negocio —Segmento Gas—Gas natural licuado—Operaciones de compraventa de GNL y gas natural."

### Gasoducto Aguaprieta

El Gasoducto Aguaprieta actualmente transporta gas natural para su principal cliente, Kinder Morgan, desde el punto de interconexión del sistema Wilcox Lateral de Kinder Morgan, ubicado en el cruce fronterizo 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. Este sistema está integrado por aproximadamente 13 km de ductos de 20 pulgadas de diámetro y tiene una capacidad de diseño de 200 mpcd (2.1 mthd).

El principal contrato de servicio de transporte en base firme del Gasoducto Aguaprieta representa una capacidad total de 50 mpcd (0.5 mthd), equivalentes al 25% de la capacidad instalada del sistema. Este contrato inició el 20 de noviembre de 2002 y tiene una vigencia de 25 años, establece una tarifa 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.

El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Aguaprieta y la ubicación de la Estación Naco.



### *Estación Naco*

Esta estación está integrada por un compresor con una potencia de 14,340 caballos de fuerza, instalado en el sistema de transporte de gas natural Naco-Hermosillo de Pemex Gas, en la localidad de Naco, Sonora. El 100% de la capacidad 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 que representa una capacidad de 90 mpcd (0.9 mthd). De conformidad con este contrato Pemex Gas paga a la Compañía un cargo mensual fijo, independientemente del volumen de servicios de compresión efectivamente prestados. Dicho cargo se ajusta anualmente con base en la inflación. El plazo inicial de vigencia de este contrato vence en 2021, pero puede prorrogarse por un plazo adicional de cinco años a opción de Pemex Gas. En el supuesto de que el contrato se dé por terminado por causa de fuerza mayor, Pemex Gas puede comprar la estación al precio que resulte más alto de entre (1) su valor en libros más una prima preconvencida o (2) su precio justo de mercado (con base en un avalúo practicado por un perito valuador independiente).

El mapa que antecede muestra la ubicación de esta estación de compresión.

### *Negocio conjunto con Pemex Gas*

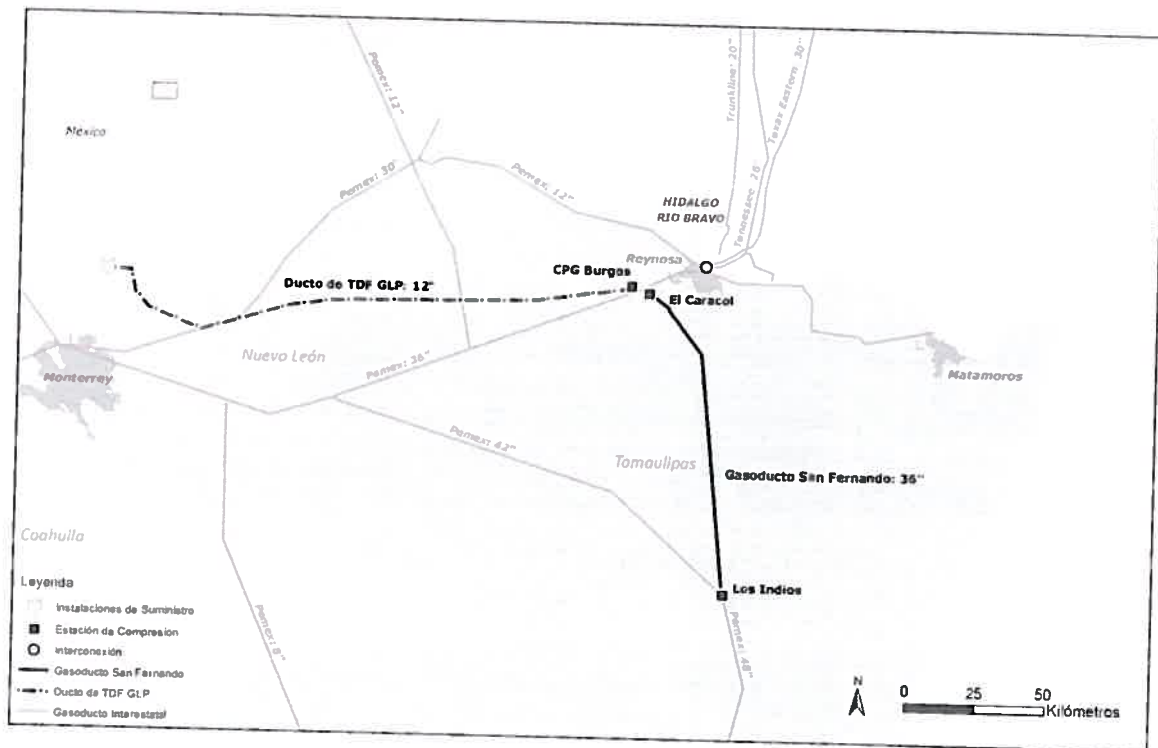
La Compañía tiene una participación del 50% en su negocio conjunto con Pemex Gas, que es propietaria del Gasoducto San Fernando, el Gasoducto Samalayuca, el Ducto de Gas LP TDF, y la Estación Gloria a Dios. Además, el negocio conjunto es propietario de la Terminal de Gas LP de Guadalajara, que se encuentra en proceso de construcción. La Compañía adquirió su participación en el negocio conjunto con Pemex Gas de manos de El Paso Corporation en abril de 2010. Pemex Gas es la subsidiaria de PEMEX responsable del procesamiento, transporte y comercialización de gas natural, entre otras cosas. Actualmente Pemex Gas opera gasoductos con una longitud de aproximadamente 10,300 km en todo México. En algunos casos el negocio conjunto celebra contratos con Pemex Gas en términos de mercado, como si se tratara de un tercero independiente.

### Gasoducto San Fernando

El Gasoducto San Fernando está integrado por aproximadamente 114 km de ductos de 36 pulgadas de diámetro y dos estaciones de compresión con una potencia total de 95,670 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 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. Este gasoducto bidireccional incrementa la capacidad y confiabilidad del sistema de gas natural de Pemex Gas. La operación del Gasoducto San Fernando está a cargo de Pemex Gas de conformidad con un contrato de operación y mantenimiento celebrado con el negocio conjunto.

El único cliente del Gasoducto San Fernando, Pemex Gas, tiene contratada en base firme hasta 2023 una capacidad de 1,000 mpcd (10.4 mthd), que representa la capacidad total del sistema. 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. El contrato de servicio de transporte en base firme con Pemex Gas establece una estructura de cargos decreciente a lo largo de su vigencia. El contrato tiene una vigencia inicial de 20 años contados a partir de 2003, pero puede prorrogarse por un plazo adicional de cinco años a opción de Pemex Gas.

El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto San Fernando, así como la ruta del Ducto de Gas LP TDF.



### Gasoducto Samalayuca

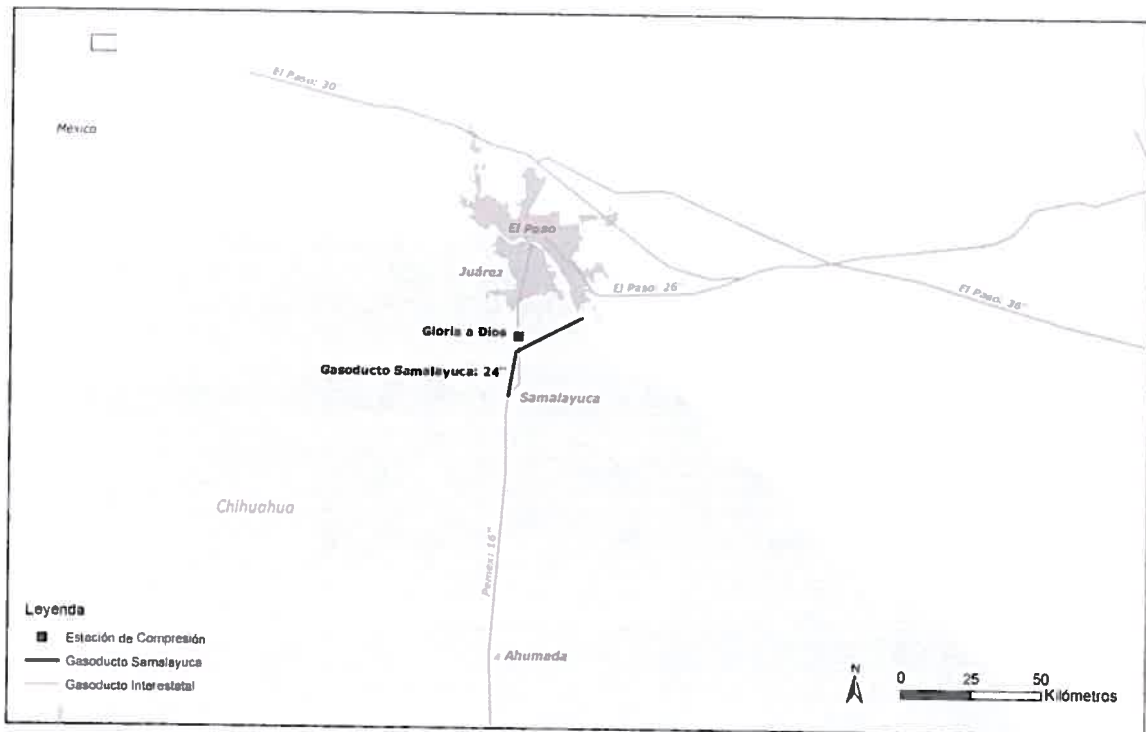
Este sistema está integrado por aproximadamente 37 km de ductos de 24 pulgadas de diámetro y cuenta con una capacidad de 272 mpcd (2.8 mthd). Este gasoducto, que entró en operación en 1997, fue el primer sistema privado de transporte de gas natural en México. El gasoducto corre del Ejido San Isidro, Chihuahua, a la planta de generación de electricidad 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. La operación del Gasoducto Samalayuca está a cargo de Pemex Gas de conformidad con un contrato de operación y mantenimiento celebrado con el negocio conjunto.

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). La siguiente tabla contiene una descripción de ciertas características de los contratos de servicio de transporte en base firme del Gasoducto Samalayuca.

Cliente	Objeto y características	Fecha de celebración	Vigencia	Capacidad contratada <sup>(1)</sup>
Pemex Gas	Transporte de gas natural desde un punto de interconexión ubicado en el Ejido San Isidro, en el cruce fronterizo del estado de Chihuahua con los Estados Unidos, a distintos puntos de interconexión con el sistema de transporte de Pemex Gas.	Dic. 2009	Anual	40 mpcd cantidad diaria máxima.
CFE	Transporte de gas natural desde un punto de interconexión ubicado en el Ejido San Isidro, en el cruce fronterizo del estado de Chihuahua con los Estados Unidos, a distintos puntos de interconexión con las plantas Samalayuca I y II y el sistema de transporte Chihuahua III de la CFE.	Dic, 2009	Anual	100 mpcd cantidad diaria máxima.

El siguiente mapa muestra la ruta del Gasoducto Samalayuca y la ubicación de la Estación Gloria a Dios.



#### *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 una capacidad de 60 mpcd (0.6 mthd) a través de un contrato de servicio de compresión y

transporte en base firme con la CFE, que es el único cliente de la estación. La Compañía cobra a la CFE las tarifas establecidas por la CRE.

En virtud del contrato antes citado, 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. Este contrato se celebró en noviembre de 2011 y tiene una vigencia inicial de 20 años, pero puede prorrogarse por un plazo adicional de cinco años a opción de la CFE.

#### *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 con 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. La operación del ducto está a cargo de Pemex Gas de conformidad con un contrato de operación y mantenimiento celebrado con el negocio conjunto. 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 la totalidad de la capacidad de diseño. El plazo inicial de vigencia del contrato vence en 2027, pero puede prorrogarse por un plazo adicional de cinco años a opción de Pemex Gas.

El mapa incluido en la página 73 muestra la ruta del Ducto de Gas LP TDF.

#### *Terminal de Gas LP de Guadalajara*

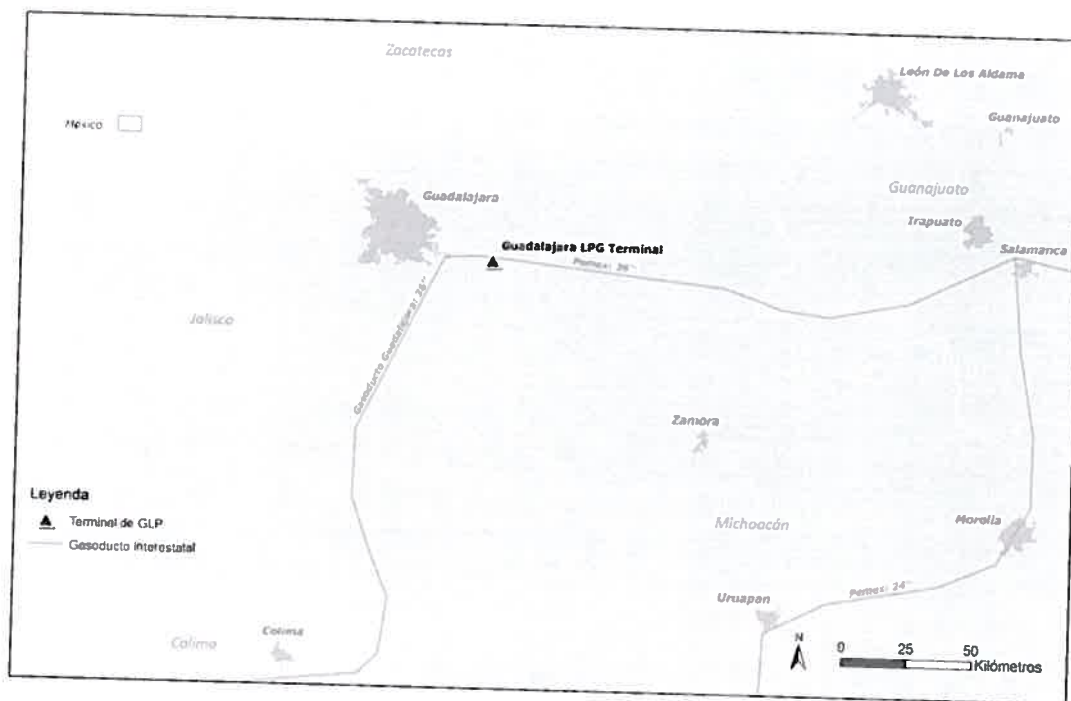
A través de su negocio conjunto con Pemex Gas, la Compañía está construyendo una terminal de almacenamiento de Gas LP en las afueras de Guadalajara, Jalisco, que contará con una capacidad de 80,000 bl (4.4 mth). Esta terminal estará integrada por cuatro esferas de almacenamiento, cada una de ellas con 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 operación de esta terminal, que reemplazará a la terminal de almacenamiento actual de Pemex Gas en la ciudad de Guadalajara, estará a cargo de Pemex Gas y atenderá al mercado jalisciense. El negocio conjunto se ha obligado a invertir USD\$65 millones en la construcción de la terminal. Está previsto que el negocio conjunto cubrirá el costo total de la construcción, sin necesidad de que los socios efectúen aportaciones de capital. La Compañía ha celebrado con Pemex Gas un contrato en virtud del cual el negocio conjunto prestará servicios de almacenamiento de Gas LP a Pemex Gas utilizando la capacidad total de la terminal. De conformidad con este contrato, el negocio conjunto recibirá Gas LP de Pemex Gas en la terminal; y entregará Gas LP a Pemex Gas conforme a las instrucciones que reciba de la misma, a cambio de un cargo mensual integrado por un componente fijo que Pemex Gas estará obligada a pagar independientemente de la capacidad que utilice, y por un componente variable basado en el nivel de uso mensual real de los servicios prestados por la terminal. Este contrato tiene una vigencia de 15 años. La Compañía espera que la terminal entre en operaciones en el segundo trimestre de 2013.

#### *Otros desarrollos*

En diciembre de 2012, a través de Gasoductos de Chihuahua, la Compañía celebró un contrato de transporte de etano con Pemex Gas para la construcción y operación del Proyecto Etanoducto. Véase "Acontecimientos Recientes".



El siguiente mapa muestra la ubicación de la Terminal de Gas LP de Guadalajara



#### *Régimen societario del negocio conjunto con Pemex Gas*

Las relaciones entre los socios del negocio conjunto se rigen por lo dispuesto en los estatutos sociales de Gasoductos de Chihuahua, la sociedad de objeto especial que se constituyó para adquirir los activos del negocio conjunto; y por lo dispuesto en un contrato de sociedad celebrado con Pemex Gas. A continuación se incluye un resumen de los principales términos de dichos estatutos y del convenio entre socios.

**Partes sociales y derechos de voto.** Las partes representativas del capital del negocio conjunto se dividen en partes sociales "Serie A" y partes sociales "Serie B". Ambas series confieren a sus tenedores iguales derechos. Pemex Gas es titular de las partes sociales "Serie A" y la Compañía es titular del mismo número de partes sociales "Serie B". Los socios tienen derecho de emitir un voto por cada USD\$1,000 aportados, correspondiendo el mismo número de votos tanto a Pemex Gas como a la Compañía.

**Administración.** La administración del negocio conjunto está encomendada a un consejo de gerentes integrado por seis miembros. Cada socio tiene derecho de nombrar a tres miembros y a sus respectivos suplentes. Si en algún momento uno de los socios es titular de más del 50% del capital pagado del negocio conjunto, dicho socio tendrá derecho de nombrar a un miembro adicional y a su suplente. El consejo de gerentes nombra anualmente al presidente, al vicepresidente y al secretario de la junta. Los cargos de presidente y vicepresidente se alternan entre los gerentes designados por los socios "Serie A" y los socios "Serie B". Si en algún momento uno de los socios es titular de más del 50% del capital pagado del negocio conjunto, dicho socio tendrá derecho de nombrar al presidente, al vicepresidente y al secretario del consejo de gerentes. El consejo de gerentes tiene derecho de nombrar y remover de su cargo al director general del negocio conjunto, así como de crear comités especiales.

En términos generales, en tanto cada una de la Compañía y Pemex Gas sea titular del 50% del capital pagado del negocio conjunto, las resoluciones de la asamblea de socios y la junta de gerentes (incluyendo con respecto a cualesquiera aportaciones de capital adicionales) sólo serán válidas cuando se adopten por unanimidad de votos de los socios o de sus respectivos representantes. Sin embargo, si en algún momento las partes sociales "Serie A" o "Serie B" representan más del 50% del capital pagado del negocio conjunto, las resoluciones serán válidas cuando se adopten por mayoría de votos; en el entendido de que las resoluciones relativas al aumento del capital social, la emisión de instrumentos de deuda, el cambio de objeto o nacionalidad del negocio conjunto, la disolución del negocio conjunto, su transformación a otro tipo de sociedad, cualquier fusión o cualquier modificación de sus estatutos sociales, sólo serán válidas cuando se adopten con el voto afirmativo del 75% del capital.

*Procedimiento de solución de conflictos.* En el supuesto de que los socios no logren llegar a un acuerdo unánime con respecto a un determinado asunto, no obstante haber hecho esfuerzos razonables al respecto, dicho asunto se someterá a arbitraje en la ciudad de Nueva York.

*Transmisión de las partes sociales.* Toda venta, cesión, transmisión o gravamen de las partes sociales de un socio está sujeta al consentimiento previo y por escrito del otro socio, pero dicho consentimiento no puede negarse en forma irrazonable. En caso de transmisión de las partes sociales, los nuevos socios deben adherirse de antemano al contrato de sociedad. Además, cada socio tiene derecho de preferencia para adquirir las partes sociales que el otro socio pretenda transmitir a terceras personas.

## **GNL**

### *Panorama general*

El negocio de GNL está integrado por dos componentes interrelacionados. El primero de ellos es la Terminal de GNL ubicada en la ciudad de Ensenada, Baja California, que almacena el GNL de sus clientes, regasifica dicho insumo y entrega el gas natural resultante al Gasoducto Baja Oriente. La Terminal de GNL proporciona a sus clientes un punto seguro para la entrega del GNL, así como la opcionalidad de contar con acceso a los mercados del gas natural tanto en México como en la parte sur del estado de California en los Estados Unidos.

El segundo componente es LNG Marketing, una subsidiaria de la Compañía que tiene contratada el 50% de la capacidad de la Terminal de GNL. De conformidad con el contrato celebrado con LNG Marketing, ésta compra GNL y lo almacena en la Terminal de GNL hasta que el mismo sea regasificado, tras lo cual lo utiliza para abastecer a sus clientes, incluyendo a la planta Presidente Juárez de la CFE y a JPM Ventures Energy, que a su vez abastece a la Termoeléctrica de Mexicali y a otros consumidores.

### *Terminal de GNL*

El GNL es gas natural enfriado a una temperatura aproximada de  $-160^{\circ}\text{C}$  para condensarlo a un estado líquido. La licuefacción del gas natural reduce 600 veces el volumen del insumo, facilitando su transportación en buques o camiones.

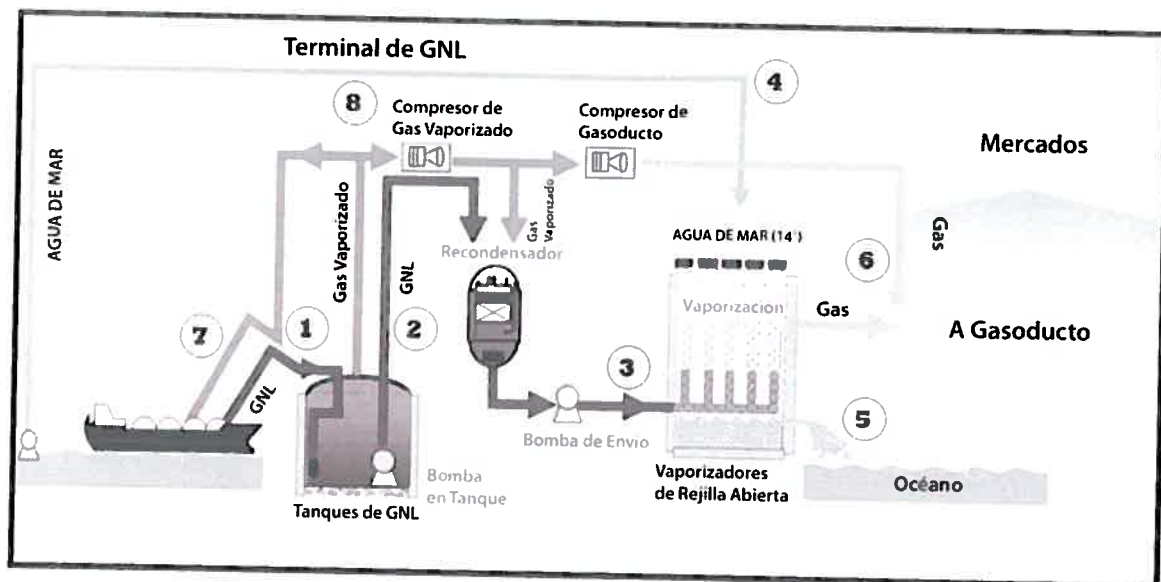
La Terminal de GNL está integrada por:

- Un muelle marítimo para la descarga de embarques de GNL transportados por buques tanque equipados con sistemas criogénicos;
- dos tanques aislados de almacenamiento de contención total, con una capacidad conjunta de 320,000 m<sup>3</sup> (73.3 mth); y
- una planta generadora de nitrógeno que produce dicho insumo usando el aire circundante mediante su separación a través de membranas, para posteriormente inyectarlo al GNL regasificado, cuando ello es necesario para disminuir su poder calorífico, a fin de cumplir con los estándares de calidad exigidos por los sistemas de transporte de gas natural tanto en México como en los Estados Unidos.

La Terminal de GNL está diseñada para operar a una capacidad máxima de envío de 1,300 mpcd (13.5 mthd). Operando a su capacidad de envío en base firme de 1,000 mpcd (10.4 mthd), la terminal puede abastecer aproximadamente una octava parte de las necesidades de consumo interno de gas natural del país en 2012.

#### Funcionamiento

El siguiente diagrama ilustra el funcionamiento de la Terminal de GNL. En primer lugar, los clientes entregan GNL a la terminal a través de buques tanque equipados con sistemas criogénicos, para que la terminal lo almacene en sus tanques (paso 1), sin dejar de tener el título de propiedad del GNL almacenado en su representación. Cuando los clientes solicitan gas natural a la terminal, el GNL es trasladado de los tanques de almacenamiento, a través de una bomba de envío (paso 2), a un vaporizador de rejilla abierta (paso 3) donde el GNL se regasifica utilizando calor obtenido mediante el bombeo de agua de mar a temperatura ambiente dentro de los vaporizadores (paso 4). A fin de cumplir con los estándares ambientales locales e internacionales aplicables, una vez que el agua de mar ha fluído por los vaporizadores para regasificar el GNL, es devuelta al mar (paso 5) a una temperatura tan sólo 2°C más baja que la que tenía al ingresar al sistema. Una vez concluido el proceso de regasificación, la Compañía entrega al Gasoducto Baja Oriente el gas natural resultante perteneciente a sus clientes (paso 6).



Debido a la gran diferencia entre la temperatura del GNL y la temperatura ambiente, una pequeña porción del GNL se convierte constantemente al estado gaseoso a medida que el GNL se

calienta. Este gas se conoce como "gas vaporizado". Como se muestra en el diagrama anterior, el gas vaporizado puede devolverse a los buques tanque criogénicos de los clientes, si los mismos aún se encuentran en el muelle (paso 7), o enviarse a un compresor (paso 8). Una vez que el gas ha pasado por el compresor, puede entregarse al Gasoducto Baja Oriente.

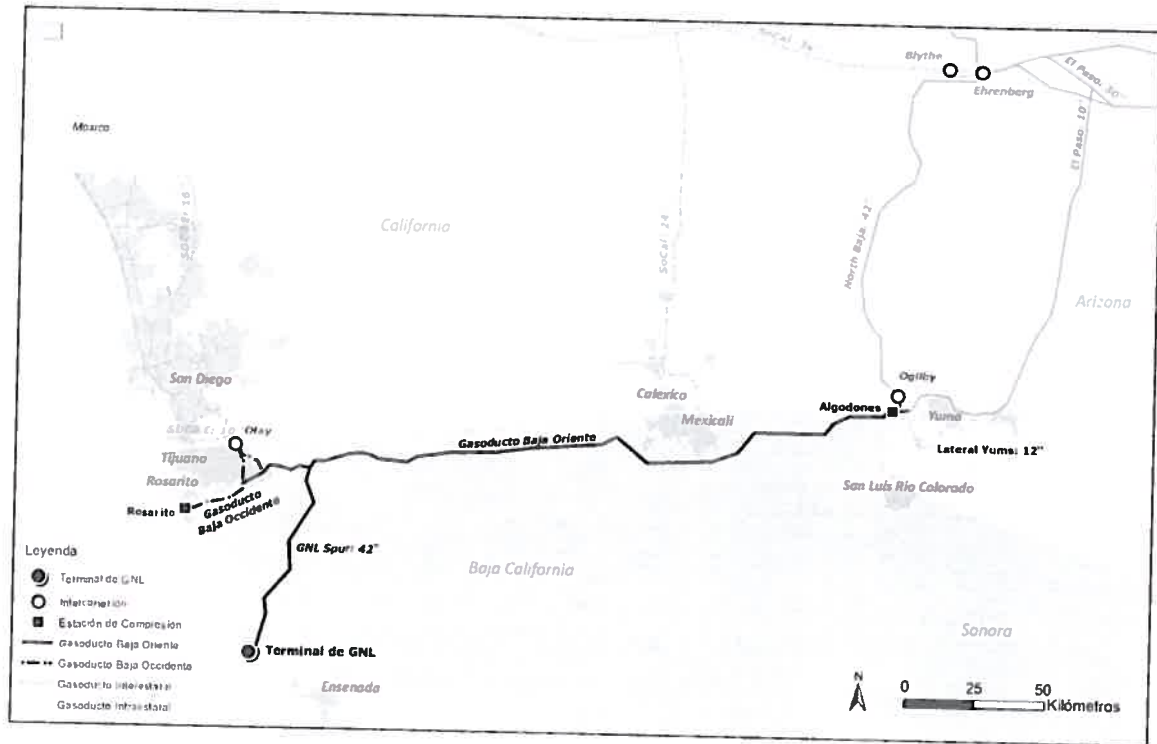
La Terminal de GNL genera toda la electricidad necesaria para su operación a través de cinco generadores con turbinas de combustión alimentadas con una pequeña porción del gas natural obtenido en los procesos de vaporización y/o regasificación, que todos los clientes de la terminal se han obligado a ceder a esta última, sin costo alguno, siempre que tengan almacenado GNL. La Terminal de GNL cuenta con un diseño redundante por lo que respecta a la mayoría de sus componentes centrales —incluyendo las bombas, los vaporizadores y los generadores con turbinas de combustión—, lo cual le permite continuar operando a su capacidad contratada de envío, durante el mantenimiento a dichos componentes o durante las fallas inesperadas de los mismos.

#### *Temperatura interna de los tanques de almacenamiento*

Para que la Terminal de GNL pueda funcionar, así como para prevenir los daños que el equipo podría sufrir a causa de la expansión térmica de algunos componentes durante su proceso de calentamiento, la temperatura interna de los tanques de almacenamiento debe mantenerse en todo momento a un nivel aproximado de  $-160^{\circ}\text{C}$  o menos. A fin de mantener los tanques de almacenamiento a la temperatura necesaria, la terminal necesita tener almacenado en todo momento un volumen mínimo de GNL. Debido a la situación actual del mercado del gas natural, los embarques de GNL entregados a la terminal por los clientes que tienen capacidad reservada han sido limitados. Únicamente un cliente —LNG Marketing, subsidiaria de la Compañía— ha entregado embarques de GNL adquiridos de Sempra Natural Gas — a través de un contrato de compraventa a largo plazo. Sempra Natural Gas se ha obligado a poner a disposición de LNG Marketing, para su compra, un número limitado de embarques de GNL por año con el objeto expreso de permitirle contar con el volumen de GNL necesario para mantener en operación continua la Terminal de GNL. Por su parte, LNG Marketing se ha obligado a hacer esfuerzos razonables para entregar ciertas cantidades mínimas de GNL a la terminal. Salvo por lo anterior, los contratos de almacenamiento en base firme celebrados con los clientes de la terminal, no los obligan a entregar a ésta una cantidad mínima de GNL. En el supuesto de que la Compañía no logre obtener de sus clientes un volumen de GNL suficiente para mantener la temperatura interna de sus tanques de almacenamiento al nivel requerido, se verá obligada a comprar dicho volumen en el mercado. Véase la sección "*Factores de riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Compañía y la industria—La Compañía está expuesta a los altos costos de adquisición del gas natural licuado necesario para mantener en operación su terminal de almacenamiento*".

## Ubicación

El siguiente mapa muestra la ubicación de la Terminal de GNL y los sistemas de transporte a los que está conectada:



## 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 con 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 Baja Oriente.

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 socio 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.

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 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. La Compañía puede satisfacer sus obligaciones de entrega de gas natural a sus clientes ya sea a través del GNL regasificado producido por la Terminal de GNL, o mediante la compra de dicho insumo en el mercado y la contratación de servicios de transporte a dichos clientes. 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 el Gasoducto Baja Occidente. 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. En 2011 y durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2012, el importe de los cargos por su actuación como agente de programación ascendió a aproximadamente USD\$1.0 millones y USD\$1.1 millones, respectivamente.

Los contratos con JPM Ventures Energy vencen en septiembre de 2014. La Compañía anticipa celebrar contratos con sus filiales durante el primer trimestre del 2013 con el fin de llevar a cabo las funciones de programación y coordinación actualmente realizadas por JPM Ventures Energy tras el vencimiento de sus contratos, a precios similares a los establecidos en los contratos con JPM Ventures Energy.

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

Como se mencionó anteriormente, la Compañía compra GNL de Sempra Natural Gas. Esta filial se ha obligado a vender hasta 8.2 millones de metros cúbicos (1,880 mth) anuales de GNL a la Compañía. En el supuesto de que esta filial entregue a la Compañía menos de dicha cantidad, salvo por causas de fuerza mayor, estará obligada a realizar pagos a la Compañía para compensar los costos fijos relacionados con la capacidad de almacenamiento en base firme contratada con la Terminal de GNL y los gasoductos. En 2011 y durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2012, Sempra Natural Gas pagó a la Compañía aproximadamente USD\$109.9 millones y USD\$77.9 millones, respectivamente, para compensar la entrega de volúmenes de GNL inferiores a los pactados. 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.

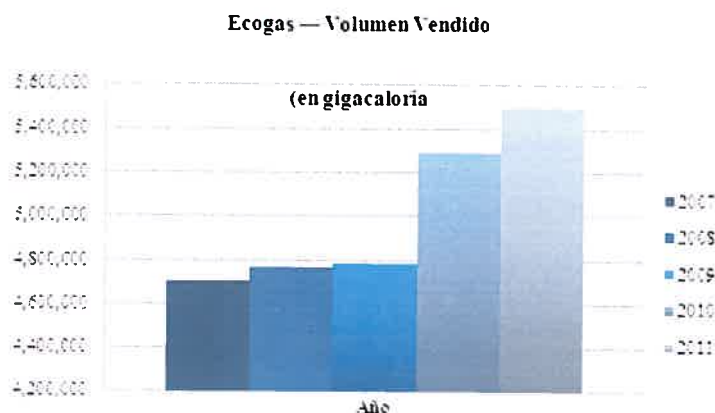
Por su parte, Sempra Natural Gas adquiere GNL de distintos proveedores, incluyendo a través de un contrato de compraventa a largo plazo con los socios del proyecto Tangguh (un consorcio de empresas productoras de GNL en Indonesia), que se han obligado a vender hasta 8.2 millones de metros cúbicos (1,880 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.

### **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 RNG en 1995. El sistema Ecogas, que está integrado por ductos con una longitud aproximada de 3,075 km, atiende actualmente a más de 90,000 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 RNG 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.

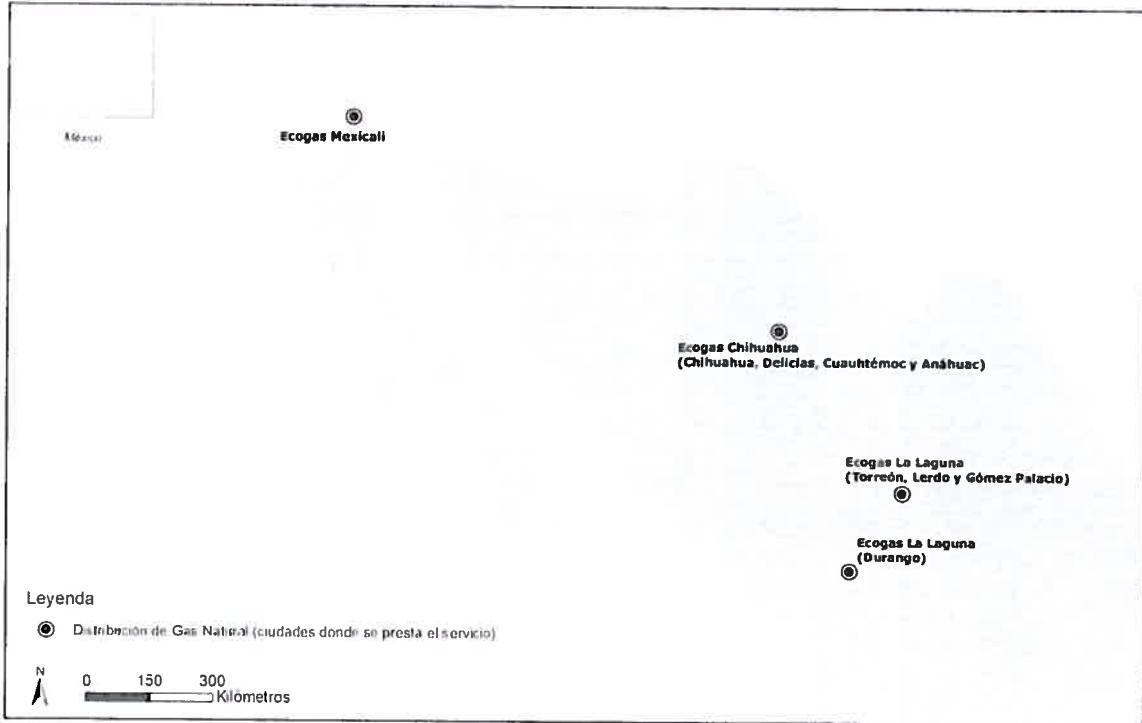


Las actividades del negocio de distribución de la Compañía incluyen:

- 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. Sin embargo, 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 serán revisadas en 2013; y las tarifas de la zona La Laguna-Durango se revisarán en 2014. 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 y/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 de distribución 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 30 de septiembre de 2012.

	Mexicali	Chihuahua	La Laguna-Durango	Total
Longitud del sistema (km)	449	1,720	913	3,082
Número de clientes:				
Sector residencial	11,067	53,921	24,572	89,560
Sector comercial/industrial	212	1,404	613	2,229
Volumen entregado (mpcd):				
Sector residencial	0.5	4.1	0.9	5.5
Sector comercial/industrial	20.1	28.5	9.8	58.4

#### *Oportunidades en el mercado del 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 la distribución 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 56% 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 96% del volumen total procesado por el sistema y aportan el 44% 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 más bajas, a cambio de la obligación de comprar ciertos volúmenes mínimos a largo plazo. En algunos casos, los clientes deben garantizar el cumplimiento de sus obligaciones mediante cartas de crédito o depósitos en efectivo.

## **2. Segmento Electricidad**

El segmento Electricidad de la Compañía 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 proceso de desarrollo. A continuación se incluye una descripción de las operaciones del segmento Electricidad.

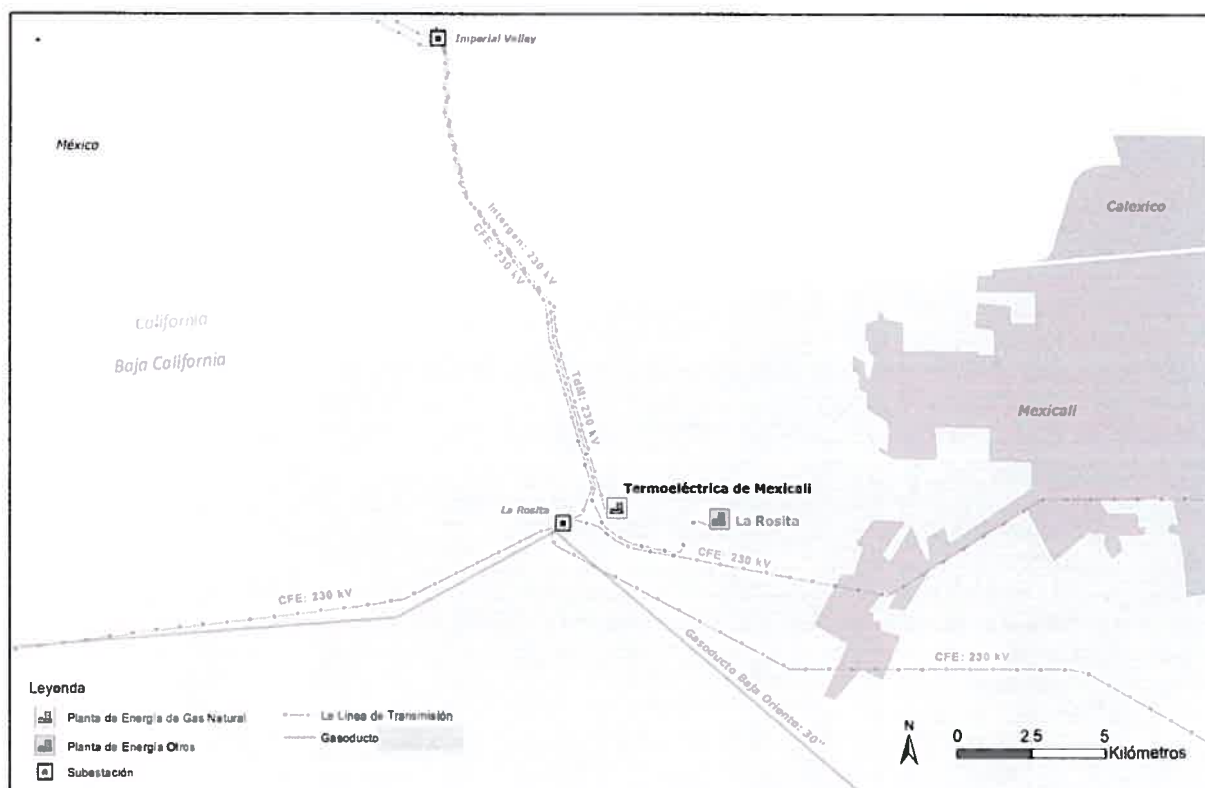
### ***Generación de electricidad a partir de gas natural: Termoeléctrica de Mexicali***

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, en la ciudad de Mexicali, Baja California. Esta planta entró en operación en junio de 2003 y se encuentra bien ubicada para acceder a las redes de energía eléctrica tanto de México como de los Estados Unidos. La planta está interconectada al Gasoducto Baja Oriente, lo que 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. Actualmente, la cartera de clientes de la Termoeléctrica de Mexicali está integrada por entidades de servicios públicos y municipios del estado norteamericano de California, así como por empresas de prestación de servicios de energía e instituciones financieras.

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. Además, 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. Los turbogeneradores a gas MS7241FA General Electric, el circuito de refrigeración, la torre de enfriamiento por evaporación y el diseño general del sistema, hacen de la Termoeléctrica de Mexicali una de las plantas más confiables y eficientes de la región. El diseño de la planta también contribuye positivamente a la calidad ambiental de la zona, ya que su proceso de enfriamiento utiliza agua residual no tratada, proveniente de las Lagunas de Zaragoza, ubicadas a 13 km de sus instalaciones. El agua residual es recibida en la planta de tratamiento de agua de la planta y sometida a reactores biológicos. Este proceso elimina los contaminantes biológicos y reduce en forma significativa los niveles de otros contaminantes tales como nitrógeno, fósforo, metales pesados y productos químicos agrícolas e industriales, incluyendo sales. El tratamiento de esta agua mejora la calidad del agua del vecino canal de irrigación Río Nuevo.

La Termoeléctrica de Mexicali 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 puede suministrar electricidad a una amplia gama de posibles clientes en el estado norteamericano de California. Aunque actualmente toda la producción de la planta está conectada a la red de los Estados Unidos, la transmisión 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 2 km, sujeto a la obtención de los permisos necesarios, incluyendo los que compete otorgar a la CRE. Además, la CAISO está considerando modificar sus tarifas para permitir un mayor nivel de uso de la dinámica capacidad de transmisión de autoridades tales como la CFE y la CAISO. Esta mayor capacidad podría permitirle a la Compañía optimizar la venta de la electricidad producida por la Termoeléctrica de Mexicali entre los Estados Unidos y México si construye la interconexión con la subestación La Rosita.

El siguiente mapa muestra la ubicación de la planta Termoeléctrica de Mexicali:



## Principales contratos

### Contratos de compraventa de electricidad

La Compañía tiene celebrado un contrato de prestación de servicios de administración de electricidad con Sempra Generation respecto de la electricidad generada por la Termoeléctrica de Mexicali. De conformidad con este contrato, 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 este contrato, la Compañía pagará 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 estará obligada a reembolsar a Sempra Generation los gastos incurridos por la

misma en relación con dichos servicios. Este contrato vence en 2017. Este contrato reemplazó al contrato que la Compañía tenía celebrado anteriormente con Sempra Generation respecto de la capacidad total de la Termoeléctrica de Mexicali, de conformidad con el cual Sempra Generation reembolsaba a la Compañía el costo del gas natural necesario para la generación de electricidad en esta planta. De conformidad con el nuevo contrato, el costo del gas natural utilizado para alimentar la planta corre por cuenta de la Compañía y ésta vende la electricidad generada por la planta, lo cual incrementa la volatilidad de los ingresos generados por la misma. En el cuarto trimestre de 2012 la Compañía reconoció una pérdida de aproximadamente USD\$5.0 millones en relación con la Termoeléctrica de Mexicali, a fin de reflejar el impacto económico del cambio de modelo operativo de esta planta en los resultados de la Compañía por el año completo.

#### *Contrato de compraventa de gas natural*

En 2011, la Compañía y JPM Ventures Energy celebraron un contrato en virtud del cual esta última suministra a la Termoeléctrica de Mexicali entre 67 mpcd (0.7 mthd) y 101 mpcd (1.1 mthd) de gas natural. Este contrato vence el 1º de septiembre de 2014, y en ese momento anticipamos proveer a la Termoeléctrica de Mexicali con el gas natural comprado directamente de LNG Marketing. En virtud de que el contrato celebrado entre la Compañía y JPM Ventures Energy prevé 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 sean substancialmente iguales.

#### ***Generación de electricidad a partir de fuentes eólicas: Energía Sierra Juárez***

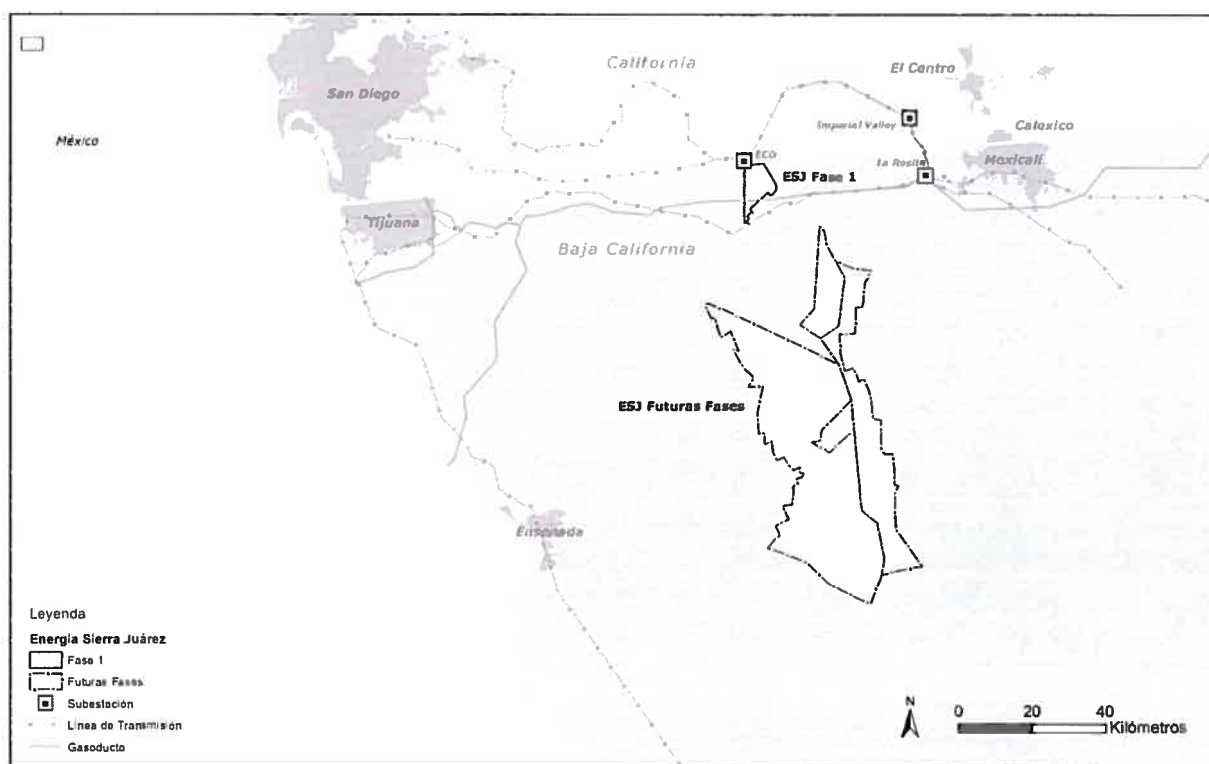
La Compañía ha comenzado a desarrollar un proyecto de parque eólico llamado Energía Sierra Juárez, ubicado en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez del estado de Baja California —una de las regiones con mayores recursos en términos de la fuerza del viento en la costa oeste de América del Norte. La etapa inicial del potencial proyecto se ubicaría muy cerca de la frontera con los Estados Unidos, a 112 km de la ciudad de San Diego. El potencial proyecto se interconectaría con el Sistema de Transmisión Suroeste (*Southwest Powerlink*), en la subestación East County que SDG&E tiene planeado construir 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 tiene planeado iniciar la construcción del proyecto Energía Sierra Juárez durante 2013 y concluir su primera etapa durante 2014. Se prevé que una vez concluida, las 52 turbinas de la primera fase del proyecto, generarán hasta 156 MW, que son suficientes para abastecer a aproximadamente 65,000 hogares promedio en los Estados Unidos. Con base en la información meteorológica correspondiente a un período de cinco años, la Compañía prevé que las turbinas del proyecto, operarán a un factor de capacidad neto de entre el 34% y el 36% (entendiéndose por factor de capacidad neto el porcentaje promedio de electricidad generada al operar a máxima capacidad durante un período prolongado, tomando en consideración la disponibilidad de recursos en términos de viento y otros factores). La Compañía anticipa que la totalidad de la electricidad generada por la primera fase de este potencial proyecto se vendería a SDG&E a través de su filial Energía Sierra Juárez, U.S., la cual ha firmado un contrato de compraventa con vigencia de 20 años con SDG&E. Este contrato ha sido aprobado por la Comisión de Servicios Públicos de California y la Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos (*U.S. Federal Energy Regulatory Commission*); y la Compañía ha obtenido el Permiso Presidencial necesario para construir la línea de transmisión transfronteriza del proyecto. En México, el proyecto ha sido aprobado por SEMARNAT y en forma condicionada por la CRE; y la Compañía prevé que obtendrá todos los principales permisos necesarios para comenzar la construcción durante 2013. La Compañía estima que la etapa inicial del potencial proyecto requerirá una inversión total de aproximadamente USD\$320 millones. La futura ampliación del parque eólico Energía Sierra Juárez

dependerá, entre otras cosas, de la capacidad de la Compañía para celebrar contratos de compraventa adicionales. Una vez totalmente concluido, el proyecto podría generar hasta 1,200 MW. Adicionalmente, la Compañía está en la etapa de negociación con afiliadas de BP Wind Energy North America Inc., una subsidiaria de British Petroleum, para celebrar una posible asociación al 50% para llevar a cabo el potencial desarrollo del proyecto de Energía Sierra Juárez.

La Compañía considera que los clientes ideales para la electricidad generada por este potencial proyecto son las empresas de servicios públicos del estado norteamericano de California; y sujeto a la obtención de los permisos adicionales necesarios, también podría vender dicha electricidad a la CFE. El estado de California se encuentra entre los estados norteamericanos que cuentan con un mayor nivel de apoyo político para el desarrollo de fuentes de energía renovables, habiendo establecido en su legislación el objetivo de que para 2020 la electricidad generada a partir de fuentes renovables represente el 33% de las ventas de dicho insumo. México también apoya el uso de fuentes renovables, incluyendo especialmente el desarrollo de proyectos eólicos, que jugarán un papel importante para lograr el objetivo legislativo de incrementar la producción de electricidad con fuentes renovables de los 56 teravatios hora generados en 2011, a 168 teravatios hora en 2026.

El siguiente mapa muestra la ubicación del sitio donde se desarrollará el parque eólico Energía Sierra Juárez.



### Principales contratos

#### Contrato de compraventa de electricidad

La Compañía anticipa suministrar la totalidad de la electricidad generada por la etapa inicial de este potencial proyecto a su filial estadounidense Energía Sierra Juárez U.S., para su posterior venta a SDG&E por esta última en conformidad con un contrato de compraventa celebrado entre

*[Handwritten signature]*



Energía Sierra Juárez U.S., y SDG&E en abril de 2011, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones financieras y la obtención de las autorizaciones gubernamentales correspondientes, incluyendo por parte de la CRE y la CFE. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la primera entrega de electricidad que se efectúe al amparo del mismo; y establece una tarifa fija por megavatio hora sujeta a ajuste con base en factores relacionados con la hora del día. Aunque actualmente la Compañía tiene previsto comenzar a entregar electricidad dentro del plazo previsto en el calendario de desarrollo incluido en el contrato, en el supuesto de que no logre cumplir con ello estará obligada al pago de daños por una cantidad diaria equivalente a una porción del apoyo crediticio obtenido para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones bajo el contrato. Si una vez que el proyecto entre en operación la Compañía no entrega cuando menos el 70% de la cantidad de electricidad convenida, durante cualquier período de dos años (salvo por causas de fuerza mayor o como resultado de actos del gobierno), estará obligada a compensar a su filial estadounidense por la deficiencia. Además, si la Compañía no entrega cuando menos el 50% de la cantidad de electricidad pactada, en cualquier período de dos años, incurrirá en una causal de incumplimiento de dicho contrato.

(iii) **Patentes, licencias, marcas y otros contratos.**

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 renovarán 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) **Legislación Aplicable y Situación Tributaria.**

*Marco regulatorio*

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 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.

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 construcción, operación y propiedad de sistemas para 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 y Gas LP 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, 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, que 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".

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 infraestructura de energía están sujetos principalmente a la jurisdicción del gobierno federal, algunos aspectos ambientales, tales como el manejo de residuos no peligrosos y la apertura de nuevas vías de acceso, 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 y la recientemente publicada Ley General de Cambio Climático que si bien no establece obligaciones concretas y específicas para la industria del sector energético, si le otorga atribuciones al gobierno federal para establecer acciones de mitigación y adaptación al cambio climático que podrían determinarse en el reglamento correspondiente, de lo cual podría derivar un sistema nacional de limitaciones a emisiones y de comercio de permisos de emisión y de certificados de reducción de emisión de gases de efecto invernadero. 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 "*Descripción del negocio —Procedimientos legales y administrativos—Terminal de GNL—Impugnación de los permisos y autorizaciones para la Terminal de GNL*" y "*Descripción del negocio —Procedimientos legales y administrativos—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 y su cumplimiento.

Si los preceptos legales y las disposiciones administrativas a que se refiere el párrafo anterior fuesen derogados, modificados o adicionados, en todo tiempo la Compañía quedará sujeta a la nueva legislación y a las nuevas disposiciones legales y administrativas que en la materia se expidan, a partir de su entrada en vigor y respecto de los hechos y actos que tengan lugar a futuro.

#### *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 generación 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 2011 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 tiene planeado desarrollar el parque eólico Energía Sierra Juárez en distintas etapas a lo largo de varios años. La primera etapa se encuentra actualmente en proceso de desarrollo 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. La autorización inicial de cambio de uso de suelo en terrenos forestales a usos industriales, fue otorgada por la SEMARNAT el 27 de julio de 2011.

El potencial parque eólico operaría al amparo de dos permisos de generación de energía eléctrica otorgados de forma condicionada por 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 156 MW, el cual tiene una vigencia de 30 años y puede renovarse sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones. Los permisos otorgados en forma condicionada por la CRE están sujetos a la obtención de la opinión favorable de la CFE, y requieren actos subsecuentes de la CRE. De conformidad con estos permisos, la energía eléctrica se importará y exportará a través de una línea de transmisión que se interconectará con la subestación East County de SDG&E. La transferencia de estos permisos está sujeta a autorización previa de la CRE. Las etapas futuras del potencial 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.

### *Situación Tributaria*

La Compañía es contribuyente del ISR, el IETU, el IVA, y demás impuestos aplicables en México, de conformidad con las disposiciones legales vigentes.

#### **(v) Recursos humanos.**

Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía contaba con un total de 437 empleados. 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.

	<u>Empleados</u>
<b>Por tipo de actividad</b>	
Personal directivo	46
Personal operativo	383
Construcción e ingeniería	8
<b>Por segmento de negocios</b>	
Gas <sup>(1)</sup>	371
Electricidad	42
Corporativo	24
<b>Total de empleados</b>	<b>437</b>

(1) No incluye a los 78 empleados del negocio conjunto con Pemex Gas.

Asimismo, de los 437 empleados de la Compañía el 92% (noventa y dos por ciento) son trabajadores de confianza y el 8% (ocho por ciento) son trabajadores sindicalizados.

#### *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 se revisan cada dos años. La relación que tiene la Compañía con los diversos sindicatos es buena.

#### **(vi) Desempeño Ambiental**

##### **1. *Certificados, políticas y programas ambientales***

###### *Certificados de industria limpia*

Varias de las empresas pertenecientes al segmento Gas de la Compañía participan en los programas de auditoría ambiental voluntaria patrocinados por la PROFEPA; y muchas de ellas cuentan con certificados de industria limpia 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, 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 éstas 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 eficientes 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 socios;
- 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.

### **(vii) Información de mercado**

#### **1. *Competencia***

##### ***Segmento Gas***

###### *Gasoductos*

A pesar de que la gran mayoría de la capacidad de transporte de gas natural de la Compañía está contratada a través de contratos de capacidad en base firme a largo plazo, en el supuesto de que la Compañía participe en la licitación de nuevos proyectos de gas natural, posiblemente tendrá que competir con otros proveedores de servicios de infraestructura de energía con altos niveles de capital —tales como TransCanada, Kinder Morgan, Elecnor y GDF Suez—, para atraer clientes. Además, en el supuesto de que PEMEX decida construir sus propios sistemas de transporte de gas natural en vez de licitar los contratos respectivos entre el sector privado, también podría enfrentar competencia de parte de PEMEX.

###### *GNL*

Actualmente, la Terminal de GNL no enfrenta competencia alguna debido a que su capacidad total está contratada a través de contratos a largo plazo, que le generan ingresos independientemente de que sus clientes entreguen o no entreguen embarques de GNL. En el supuesto de que la Compañía cuente con capacidad de almacenamiento disponible en la Terminal de GNL, tendrá que competir para atraer clientes que deseen suministrar gas natural en el norte del país y en los Estados Unidos. Actualmente, las únicas otras terminales de regasificación en la costa oeste de Norte y Sudamérica son Manzanillo LNG (perteneciente a KOGAS, Mitsui y Samsung), en el estado de Colima; LNG Mejillones (perteneciente a GDF Suez y Codelco), en Chile; y LNG Quintero (perteneciente a BG Group, ENAP, Endesa Chile y Metrogas), también ubicada en Chile. Estas terminales atienden mercados en los que la Compañía no participa.

###### *Distribución*

Los principales competidores del negocio de distribución de la Compañía son los distribuidores de Gas LP que suministran dicho insumo directamente a los clientes, generalmente por medio de camiones, para su almacenamiento en sus propios inmuebles. En tanto que el precio del gas natural, que el negocio de distribución de la Compañía vende a sus clientes se basa en el precio de dicho insumo en los mercados internacionales, el precio del Gas LP con el que compite está subsidiado por el gobierno. En la medida en que la Compañía no logre obtener gas natural a

precios capaces de competir con el precio subsidiado del Gas LP con el que compite, el negocio de distribución de la Compañía se encontrará en desventaja. El gas natural ofrecido por el negocio de distribución de la Compañía compite, con el Gas LP no sólo en términos de precio sino también en cuanto a seguridad, conveniencia e impacto ambiental. A diferencia del Gas LP, el gas natural es más ligero que el aire y, por tanto, se puede dispersar con mayor facilidad, reduciendo el riesgo de explosión. Además, en virtud de que la Compañía suministra gas natural a sus clientes en forma ininterrumpida, en el momento en que éstos lo requieren; y de que, a diferencia del Gas LP, el uso del gas natural no requiere que los clientes almacenen el insumo, la Compañía considera que su producto es percibido por sus clientes como más conveniente que el Gas LP. Por último, dado que el gas natural se quema en forma más limpia que el Gas LP y no emite óxidos de azufre o partículas, la Compañía considera que su producto también es percibido por sus clientes como una alternativa más saludable para el medio ambiente que el Gas LP. A pesar de estas ventajas, muchos posibles clientes continúan utilizando Gas LP debido a los costos involucrados en el equipamiento de sus hogares o establecimientos para utilizar gas natural, así como al hecho de que en términos generales el costo de Gas LP es similar al del gas natural debido a los subsidios otorgados por el gobierno.

Además de lo anterior, debido a que el período de exclusividad de 12 años para las zonas de distribución de la Compañía venció en 2011, la Compañía podría enfrentar competencia de parte de otros distribuidores de gas natural en dichas zonas. Como resultado del vencimiento del período de exclusividad de la Compañía, la ley permite que otros distribuidores construyan sistemas de distribución de gas natural y compitan con la Compañía para atraer clientes en cada una de las zonas de distribución de esta última, aunque la CRE aún no ha emitido reglas claras con respecto a esta posible competencia. En la medida en que otros distribuidores de gas natural superen las barreras actuales para incursionar en las zonas de distribución de la Compañía y amplíen o construyan sistemas de distribución en las mismas, generarán competencia adicional para el gas natural suministrado por la Compañía. La legislación aplicable también permite que los clientes industriales constituyan sociedades de auto abasto que pueden construir y operar sistemas de gas natural propios para satisfacer sus necesidades. En la medida en que se constituyan sociedades de auto abasto en las zonas de distribución de la Compañía, ésta también tendría que competir con las mismas por lo que respecta al abastecimiento de sus miembros.

La capacidad de la Compañía para competir en el mercado de la distribución de gas natural también está sujeta a limitaciones en razón de la regulación del segmento. Por ejemplo, para obtener la opinión favorable de la COFECO con respecto a los permisos necesarios para el Gasoducto Baja Oriente, 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 el año 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. Véase la sección *“Factores de riesgo—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”*.

### **Segmento Electricidad**

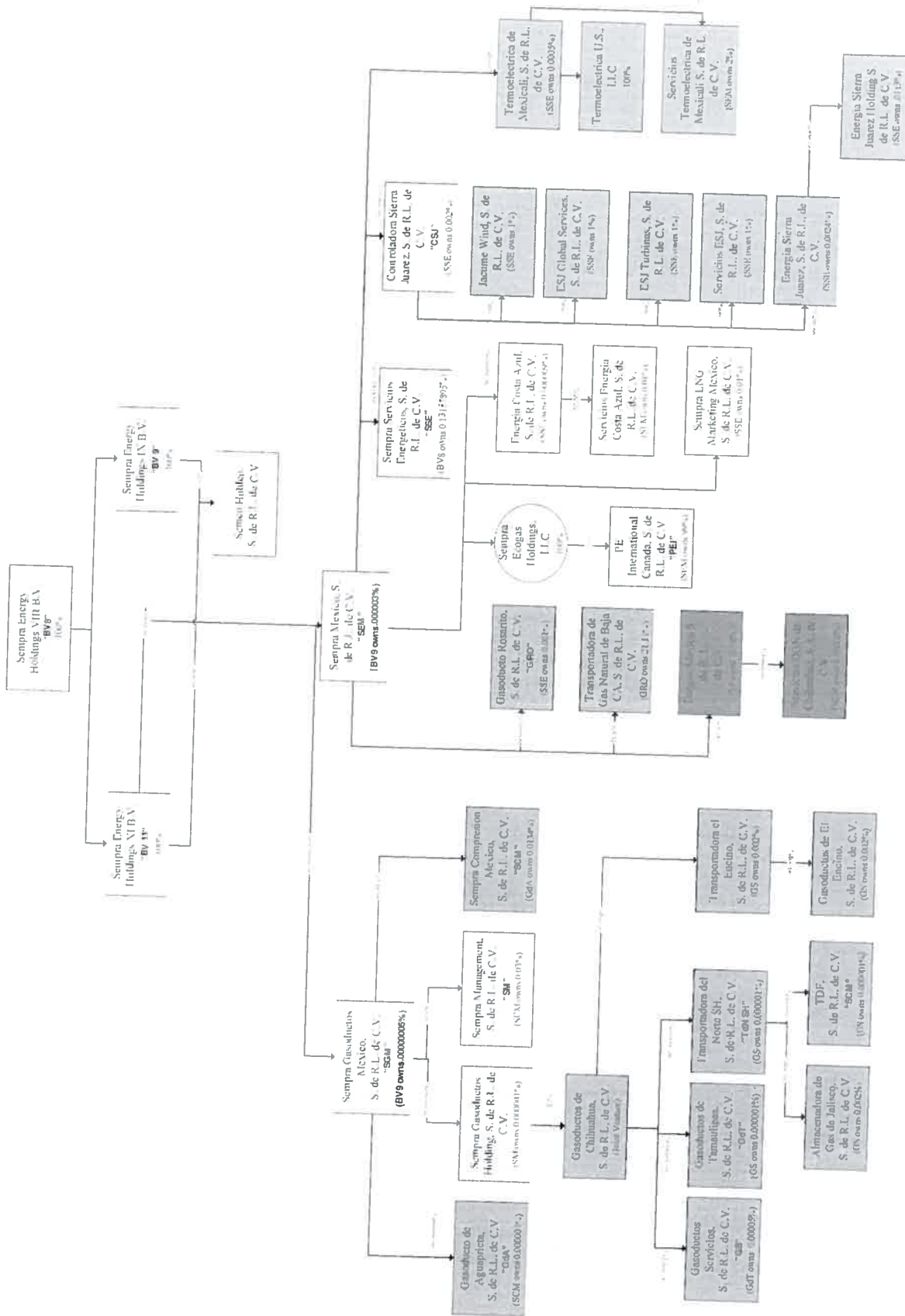
Las leyes y reglamentos aplicables a la generación de energía eléctrica en México limitan la participación del sector privado a ciertos tipos de instalaciones, a saber: productores independientes de electricidad, exportadores, pequeños productores y generadores para usos propios/autoabastecimiento. Véase la sección *“Regulación, permisos y aspectos ambientales—Disposiciones aplicables a las actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica”*. La Termoeléctrica de Mexicali se concibió originalmente como una planta destinada a la exportación de electricidad a los Estados Unidos, exclusivamente. Actualmente la CFE está evaluando la posibilidad de emitir convocatorias para la adjudicación de contratos de suministro de electricidad a la CFE a largo plazo. En la medida en que en el futuro la Compañía desee

suministrar electricidad a la CFE, se enfrentará a competencia por parte de otros desarrolladores —incluyendo Gas Natural Fenosa e Iberdrola— que han efectuado inversiones considerables en México en el pasado y que probablemente competirán con la Compañía en el futuro. Por lo que respecta al potencial proyecto del parque eólico Energía Sierra Juárez, la Compañía anticipa que toda la electricidad generada por la primera fase del potencial proyecto se vendería a una filial estadounidense de la Compañía de conformidad con un contrato de suministro a largo plazo. Véase la sección “—*Actividad principal, canales de distribución, principales clientes e información de mercado por segmento de negocio—Segmento Electricidad—Generación de electricidad a partir de fuentes eólicas: Energía Sierra Juárez—Principales contratos—Contrato de compraventa de electricidad*”. En los Estados Unidos, la Compañía compite para atraer clientes principalmente con otras plantas generadoras y con el mercado *spot* en general. En términos de las ventas de electricidad a clientes ubicados en los Estados Unidos, la electricidad vendida por la Compañía y comercializada por la misma a través de sus filiales, compite directamente con otras generadoras y comercializadoras que atienden los mercados de las regiones en las que opera. Estos competidores pueden incluir empresas generadoras paraestatales, distribuidoras locales con capacidad de generación propia y otras empresas privadas dedicadas a la generación y comercialización de electricidad. En virtud de que Sempra Energy, el socio que ejerce el control de la Compañía, también participa en el segmento de la generación de energía a través de filiales estadounidenses de la Compañía, esta última también podría enfrentar competencia por parte de dichas filiales. Los principales elementos de la competencia son el precio, la disponibilidad, los términos del servicio, la flexibilidad y la confiabilidad. La oferta y la demanda de electricidad se ven afectadas por el nivel de actividad económica en general, las medidas de conservación, la legislación, la regulación ambiental, las condiciones climáticas y las ampliaciones de la capacidad de generación, entre otros factores.

## **2. Estacionalidad**

La demanda de los segmentos de Gas y Electricidad experimenta variaciones estacionales. En el segmento de Gas, en época de clima frío, la demanda del servicio de distribución de gas natural es mayor que en época de clima cálido. En el caso del segmento de Electricidad, la demanda del servicio de suministro de energía eléctrica es mayor durante la época de clima cálido.

### **(viii) Estructura Corporativa**





A la fecha del presente Prospecto, existen únicamente dos socios en el Emisor. El primero de estos socios es la sociedad SEMPRA ENERGY HOLDING XI, B.V., que mantiene la titularidad de una parte social representativa del capital fijo, con un valor de \$49,900.00 (cuarenta y nueve mil novecientos Pesos 00/100 M.N.), y una parte social representativa del capital variable de la Compañía, con un valor de \$9,359'083,119.00 (nueve mil trescientos cincuenta y nueve millones ochenta y tres mil ciento diecinueve Pesos 00/100 M.N.). En total, SEMPRA ENERGY HOLDING XI, B.V., es titular de 99.99% del capital social del Emisor.

El segundo socio del Emisor es la sociedad SEMPRA ENERGY HOLDINGS IX, B.V., que mantiene la titularidad de una parte social representativa del capital social fijo, con un valor de \$100.00 (cien Pesos 00/100 M.N.), lo cual representa el menos del 0.01% del capital social del Emisor.

Los socios de la Compañía están considerando transformar al Emisor de una sociedad de responsabilidad limitada a una sociedad anónima de capital variable. La transformación deberá de ser aprobada por la asamblea general de socios de la Compañía. En caso de que dicha transformación sea aprobada, la Compañía deberá publicar un Evento Relevante a través de EMISNET en el que informará al público inversionista dicha situación y de los acuerdos adoptados en la asamblea de socios respectiva. En todo caso, la Compañía llevará a cabo dicha transformación en términos de lo establecido en sus estatutos sociales y la legislación aplicable.

En caso de que el Emisor lleve a cabo la transformación en términos de lo establecido en el párrafo anterior, deberá realizar los trámites necesarios ante las autoridades competentes, incluyendo aquellos trámites de actualización de registro de los Certificados Bursátiles ante la CNBV; asimismo, deberá canjear el título en Indeval por un nuevo título que contemple la nueva denominación del Emisor.

**(ix) Descripción de principales activos.**

***Segmento Gas***

***Gasoductos***

Los bienes inmuebles del negocio de gasoductos se ubican principalmente dentro de las siguientes tres categorías: (1) servidumbres de paso contratadas con particulares, ejidos o comunidades; (2) permisos otorgados por autoridades federales, estatales y municipales para el cruce de caminos, vías de ferrocarril y mantos acuíferos, así como para el uso de cualesquiera otros inmuebles y/o infraestructura pertenecientes a la Nación; y (3) bienes arrendados, rentados, usufructuados y/o propios, utilizados principalmente para la ubicación de instalaciones superficiales tales como válvulas para gasoductos, estaciones de medición y estaciones de compresión. La Compañía considera que los documentos que acreditan sus derechos sobre las porciones de dichos inmuebles de los que es propietaria, son satisfactorios. La Compañía ha ocupado sus inmuebles arrendados durante muchos años y no tiene conocimiento de la existencia de ningún conflicto significativo, con respecto a los derechos de propiedad de los terrenos donde se ubican sus activos; y considera que los documentos que acreditan sus derechos como arrendataria de dichos terrenos son satisfactorios. La Compañía no tiene conocimiento de la existencia de ningún conflicto significativo con respecto a la titularidad de los derechos de propiedad subyacentes de sus inmuebles arrendados, servidumbres, derechos de vía, permisos o usufructos; y considera que los documentos que acreditan sus derechos como arrendataria, permissionaria o usufructuaria, son satisfactorios.

## **GNL**

La Terminal de GNL está instalada en un terreno propio con una superficie de aproximadamente 1,902 hectáreas, ubicado en una región remota de la costa de Baja California que no había sido desarrollada. Las instalaciones marítimas de la terminal incluyen un solo muelle, con espacio para otro adicional. El muelle está protegido del mar abierto por una calzada elevada de 648 metros de longitud y 38 metros de anchura, que se extiende 4.5 metros por encima del nivel más bajo promedio del agua y está integrada por 12 caballetes. El mar tiene una profundidad de 25 metros y las instalaciones marítimas han sido aprobadas por la CRE para aceptar buques con capacidades de entre 70,000 m<sup>3</sup> y 250,000 m<sup>3</sup> (16.0 mth a 57.3 mth) Una parte de este terreno ha sido nivelada y graduada para la posible ampliación de la planta a fin de agregar dos tanques de almacenamiento adicionales. La Compañía también cuenta con una concesión con vigencia de 30 años para la ocupación y el uso de la zona federal marítimo terrestre aledaña a su inmueble, que está sujeta a renovación en forma periódica. El título de dicha concesión ampara la construcción de un muelle y otra infraestructura relacionada con la Terminal de GNL. Actualmente la Compañía está involucrada en ciertos litigios relacionados con los derechos de propiedad del inmueble donde se ubica la Terminal de GNL. Véase la sección "*—Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales —Terminal de GNL—Procedimientos relacionados con la propiedad del inmueble donde se ubica la Terminal de GNL*".

### **Distribución**

Los bienes inmuebles del negocio de distribución de la Compañía incluyen principalmente servidumbres de paso, derechos de vía y permisos, licencias y arrendamientos otorgados por autoridades gubernamentales o particulares. Por lo general, los gasoductos que integran el sistema de distribución de gas natural de la Compañía transcurren en forma paralela a vías públicas, en cuyo caso la Compañía paga al municipio correspondiente por el derecho de mantener y operar dichos sistemas a lo largo de dichos caminos. Cuando los gasoductos de la Compañía entran a los inmuebles de sus clientes, la Compañía obtiene servidumbres de paso que le otorgan acceso a dichos inmuebles y le permiten operar dichos sistemas y proporcionarles mantenimiento. En el caso de las zonas de distribución La Laguna-Durango y Chihuahua, la Compañía también arrienda de PEMEX ciertos derechos de vía. Aproximadamente el 95% de la longitud total de la red de gasoductos transcurre debajo de caminos públicos. La Compañía no tiene conocimiento de la existencia de ningún procedimiento judicial relacionado con (1) cualquiera de sus servidumbres, derechos de vía, permisos, licencias o arrendamientos significativos, o (2) la titularidad de cualquiera de sus servidumbres, derechos de vía, permisos, licencias o arrendamientos significativos; y considera que los documentos que acreditan sus derechos con respecto a la totalidad de sus servidumbres, derechos de vía, permisos, licencias y arrendamientos, son satisfactorios. Además, la Compañía arrienda un total de aproximadamente 17,600 metros cuadrados de espacio comercial y de oficinas en las ciudades de Chihuahua, Torreón y Mexicali, por un precio de aproximadamente USD\$0.3 millones anuales.

### **Segmento Electricidad**

Termoeléctrica de Mexicali es propietaria de terrenos con una superficie de aproximadamente 30.6 hectáreas, ubicados aproximadamente 15 km al poniente de la ciudad de Mexicali y 5 km al sur del cruce fronterizo con los Estados Unidos. La planta de generación y toda su infraestructura accesoria, incluyendo la planta de tratamiento de aguas residuales, están ubicadas en inmuebles propios. La Compañía también cuenta con derechos de vía otorgados por la Oficina de Administración de Tierras de los Estados Unidos (*U.S. Bureau of Land Management*) respecto de los inmuebles sobre los que transcurren las líneas de generación que conectan a la planta con la subestación Imperial Valley en los Estados Unidos. Además, la Compañía cuenta con diversos permisos y contratos relacionados con los derechos de vía del acueducto que atiende a la planta de generación, incluyendo los correspondientes a la ocupación y el cruce de inmuebles del dominio público. Salvo por lo descrito en la sección "*Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales*",

la Compañía no tiene conocimiento de la existencia de ningún conflicto relacionado con la titularidad de cualquiera de los derechos de vía correspondientes al segmento Electricidad.

Por lo que respecta al parque eólico Energía Sierra Juárez, la Compañía ha celebrado tres contratos de arrendamiento con los propietarios de varios inmuebles con una superficie total de aproximadamente 219,000 hectáreas, para la construcción y operación del proyecto. El primero de estos contratos se celebró en noviembre de 2006 con el Ejido Jácume, que está integrado por aproximadamente 74 ejidatarios, respecto de las aproximadamente 5,000 hectáreas donde se ubicará la primera fase del proyecto, que comenzará a construirse en 2013. El segundo contrato de arrendamiento se celebró en junio de 2007 con el Ejido Cordillera Molina, que está integrado por aproximadamente 56 ejidatarios, respecto de aproximadamente 141,000 hectáreas. El tercero y último de estos contratos se celebró en agosto de 2009 con el Ejido Sierra de Juárez, que está integrado por aproximadamente 67 ejidatarios, respecto de aproximadamente 73,000 hectáreas. De conformidad con cada uno de estos contratos de arrendamiento, todas las estructuras y mejoras instaladas por la Compañía serán propiedad de ésta y podrán ser removidas por la misma al vencimiento de los contratos; y en el supuesto de que los arrendadores decidan vender sus terrenos, la Compañía tendrá derecho de preferencia para comprarlos. Todos los contratos tienen una vigencia de 30 años y pueden prorrogarse por un plazo de 30 años adicionales.

De conformidad con el contrato celebrado con el Ejido Jácume, en tanto el proyecto entra en operación la Compañía está obligada a pagar una renta mensual de USD\$2,000; y tras el inicio de operaciones del proyecto pagará una renta equivalente al 4.0% de los ingresos brutos generados por las operaciones realizadas en el terreno.

De conformidad con el contrato celebrado con el Ejido Cordillera Molina, la Compañía efectuó un pago inicial de aproximadamente USD\$0.8 millones y está obligada a pagar una renta trimestral de USD\$30,000 durante los primeros diez años o hasta que el proyecto entre en operación, lo que ocurra primero. La Compañía estará obligada a pagar USD\$1.5 millones adicionales en la fecha de rompimiento del suelo para el desarrollo de instalaciones de generación de hasta 250 MW; y deberá pagar USD\$0.3 millones en la fecha de rompimiento del suelo para el desarrollo de cada 100 MW adicionales. Una vez que el proyecto entre en operación, la Compañía estará obligada a pagar una renta equivalente al 4% de los ingresos brutos generados por las operaciones realizadas en el terreno. En el supuesto de que la Compañía no designe alguna parcela para la construcción de instalaciones de generación de energía, las parcelas no designadas se revertirán a favor del Ejido Cordillera Molina entre el sexto y décimo años de vigencia del contrato de arrendamiento y dejarán de estar sujetas al mismo. En el supuesto de que la Compañía no comience a construir el proyecto dentro de los primeros diez años de vigencia del contrato, éste se dará por terminado automáticamente. La Compañía tiene derecho de dar por terminado el arrendamiento en cualquier momento durante los primeros diez años de vigencia del contrato.

De conformidad con el contrato celebrado con el Ejido Sierra de Juárez, la Compañía efectuó varios pagos iniciales por un total de aproximadamente USD\$0.3 millones y está obligada a pagar una renta trimestral de USD\$73,000 durante los primeros diez años o hasta que el proyecto entre en operación, lo que ocurra primero. La Compañía estará obligada a pagar USD\$6,000 adicionales a cada ejidatario afectado en la fecha de rompimiento del terreno para el desarrollo del proyecto; y USD\$1,450 adicionales a cada ejidatario afectado en la fecha de inicio de cada etapa ulterior del proyecto. Una vez que el proyecto entre en operación, la Compañía estará obligada a pagar una renta equivalente a la cantidad que resulte más alta de entre (1) USD\$1,500 mensuales por cada ejidatario afectado; o (2) el 3.5% de los ingresos brutos generados por las operaciones realizadas en el terreno, más USD\$1,500 trimestrales por cada ejidatario no afectado (en su caso). En el supuesto de que la Compañía no comience a construir el proyecto dentro de los primeros diez años de vigencia del contrato, éste se dará por terminado automáticamente.

En cumplimiento de lo dispuesto por sus políticas y lineamientos internos, la Compañía contratará en su momento, con las personas correspondientes, los derechos de vía necesarios respecto de los inmuebles por los que transcurrirán las líneas de transmisión del parque eólico.

(x) **Seguros.**

Las operaciones y activos de la Compañía están amparadas por pólizas de seguro que, en opinión de la misma se asemejan a las contratadas por otras empresas dedicadas a actividades similares y que cuentan con los mismos tipos de activos. Estas pólizas incluyen: (1) seguros de responsabilidad comercial general frente a terceros por lesiones físicas, daños en bienes y contaminación como resultado de las operaciones de la Compañía; (2) seguros de responsabilidad vehicular frente a terceros por lesiones físicas y daños en bienes causados por la operación de los vehículos propios, arrendados o ajenos utilizados por los empleados de la Compañía durante el desempeño de sus funciones; (3) seguros sobre bienes, que amparan el valor de reposición de todos los bienes inmuebles y muebles pertenecientes a la Compañía e incluyen cobertura contra las pérdidas ocasionadas por la descompostura de sus equipos, terremoto, incendio, explosión, inundación e interrupción de operaciones/gastos adicionales como resultado de dichos siniestros; y (4) seguros de responsabilidad profesional, incluyendo cobertura respecto de sus consejeros y funcionarios, y responsabilidad derivada de sus prácticas laborales. Además, la Compañía cuenta con pólizas de seguro que proporcionan cobertura por límites adicionales a los límites primarios de responsabilidad comercial general y responsabilidad vehicular establecidos en las pólizas respectivas.

Todas las pólizas de seguro están sujetas a términos, condiciones, límites, exclusiones y deducibles aceptados en la industria y que se asemejan a los aplicables a otras empresas de energía que realizan actividades similares. La Compañía cuenta con cobertura de seguros tanto a través de las pólizas adquiridas por la misma, como a través de ciertas pólizas globales contratadas por su sociedad controladora que son extensivas a los activos y operaciones de la Compañía.

(xi) **Procedimientos 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.

La Compañía no se encuentra en alguno de los supuestos establecidos en los artículos 9 y 10 de la Ley de Concursos Mercantiles, ni ha sido, ni se prevé que sea declarada en concurso mercantil.

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 o sus perspectivas.

*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. 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 apegó 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. La SEMARNAT desechó dicho recurso y en



octubre de 2006 Inmuebles Vista Golf interpuso ante el TJFA, en la Ciudad de México, un recurso de nulidad en contra del acuerdo respectivo. En diciembre de 2010, el TJFA ratificó la validez y legalidad del acuerdo por el que la SEMARNAT desechó el recurso de revisión. En abril de 2012, Inmuebles Vista Golf obtuvo del tribunal colegiado de circuito para el Distrito Federal una sentencia de amparo en contra de la negativa del TJFA a admitir ciertas pruebas testimoniales durante el desahogo del recurso antes citado, ordenando al TJFA que dictara nueva sentencia valorando las pruebas testimoniales desestimadas. En agosto de 2012 el TJFA 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 ha recurrido la nueva sentencia alegando que la misma no cumple con lo establecido en la sentencia de amparo. En octubre de 2012, el Tribunal Colegiado de Circuito en la Ciudad de México dictó sentencia ratificando que la resolución del TJFA sí cumple con lo establecido en la sentencia de amparo. Inmuebles Vista Golf interpuso un amparo en contra de la resolución del TJFA. 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, actuando en conjunto, y Mónica Fabiola Palafox, actuando por separado, interpusieron ante la SEMARNAT sendos recursos de revisión en contra de la autorización de impacto ambiental para la Terminal de GNL otorgada a la Compañía en abril de 2003, con base en alegatos similares a los de Inmuebles Vista Golf. La SEMARNAT desechó los recursos y los actores interpusieron ante el TJFA, en la Ciudad de México, sendos recursos de nulidad en contra de los acuerdos respectivos. En enero de 2006 y mayo de 2010, el TJFA dictó sendas 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 Castro y Valdez, la SEMARNAT admitió el recurso y en enero de 2012 dictó resolución ratificando la validez de la autorización de impacto ambiental. En marzo de 2012, Valdez interpuso ante el TJFA un recurso de nulidad de la resolución emitida por la SEMARNAT; y la Compañía interpuso ante el tribunal colegiado de circuito para el Distrito Federal, un recurso en contra de la sentencia por la que el TJFA ordenó la admisión del recurso interpuesto por Valdez. En el caso Palafox, la SEMARNAT aún no ha emitido una nueva resolución con respecto a la autorización de impacto ambiental. 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, Inmuebles Vista Golf interpuso ante la SCT un recurso de nulidad con respecto a la concesión portuaria otorgada a la Compañía para efectos de sus operaciones marítimas. Inmuebles Vista Golf alega que la SCT debería haber establecido ciertos requisitos ambientales al otorgar dicha concesión; que las actividades realizadas por la Terminal de GNL no son de la competencia de la SCT; que la Compañía no llevó a cabo un estudio de riesgo ambiental; y que la SEMARNAT modificó la autorización de impacto ambiental sin notificar dicha circunstancia a la SCT. En marzo de 2005, la SCT desechó dicho recurso e Inmuebles Vista Golf interpuso ante el TJFA, en la Ciudad de México, un recurso de nulidad en contra del acuerdo respectivo. En marzo de 2010, el TJFA 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 de 2011, la SCT dictó un nuevo acuerdo desechando una vez más el recurso. En agosto de 2011, Inmuebles Vista Golf interpuso un segundo recurso de nulidad ante el TJFA, reiterando sus argumentos previos y alegando, además, que la SCT no está facultada para emitir el acuerdo. La Compañía recurrió el acuerdo por el que el TJFA admitió el segundo recurso de nulidad, con fundamento en el hecho de que las pretensiones reclamadas por Inmuebles Vista Golf se resolvieron durante el recurso previo. En junio de 2012, el TJFA concurrió con dicho argumento y desechó el segundo recurso de nulidad interpuesto por Inmuebles Vista Golf. Inmuebles Vista Golf ha interpuesto demanda de amparo ante los tribunales federales, en contra del último acuerdo del TJFA. En 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 Inmuebles Vista Golf son infundadas.



*Demanda de amparo interpuesta por Sánchez Ritchie.* En junio de 2010, Ramón Eugenio Sánchez Ritchie interpuso demanda de amparo ante el tribunal colegiado de distrito del estado de Baja California, impugnando la validez de todos los permisos y autorizaciones relacionados con la construcción y operación de la Terminal de GNL. Sánchez Ritchie nombró como demandadas a 17 distintas autoridades gubernamentales, incluyendo la SEMARNAT, la CRE y el municipio de Ensenada. No obstante que los primeros permisos para la Terminal de GNL se otorgaron más de seis años antes de la presentación de esta demanda, Sánchez Ritchie alega que la operación de la Terminal de GNL perjudicaría sus derechos como presunto propietario de un inmueble aledaño y que, por tanto, dichos permisos se otorgaron en violación de sus derechos (todo lo cual ha sido negado por la Compañía). 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 dictó sentencia provisional ordenando a las autoridades demandadas suspender los permisos para la Terminal de GNL. Sin embargo, el 24 de junio de 2010 el propio tribunal revocó dicha sentencia sin que ninguna de las autoridades correspondientes hubiera contestado hasta ese momento. Derivado de ello, todas y cada una de las autoridades demandadas negaron los alegatos y ratificaron 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.

*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, Inmuebles Baja Pacífico, S.A. de C.V. presentó una denuncia popular ante la PROFEPA, alegando que las condiciones y medidas de mitigación establecidas en la autorización de impacto ambiental para la Terminal de GNL son insuficientes y que las operaciones de la Compañía son nocivas para el medio ambiente, y solicitando que se ordene la modificación o declaración de nulidad de dicha autorización. La PROFEPA llevó a cabo una inspección de la Terminal de GNL y mediante oficio de fecha 18 de mayo de 2010, notificó a Inmuebles Baja Pacífico que las operaciones de la Compañía cumplen con las medidas de mitigación establecidas en la autorización de impacto ambiental y no dañan el medio ambiente. Inmuebles Baja Pacífico recurrió dicha determinación ante el TFJA en la Ciudad de México y el procedimiento correspondiente se encuentra en trámite. La Compañía considera que las pretensiones de Inmuebles Baja Pacífico son infundadas.

*Demanda municipal interpuesta por Sánchez Ritchie.* En febrero de 2011, Sánchez Ritchie interpuso un recurso de reclamación ante la Dirección de Control Urbano de Ensenada, 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 ya había ratificado la validez de dichos permisos en respuesta a la demanda de amparo interpuesta por Sánchez Ritchie conforme a lo antes mencionado, al poco de recibir la nueva demanda la Dirección de Control Urbano de Ensenada emitió una orden de clausura temporal y cese inmediato de operaciones de la Terminal de GNL. Las autoridades tanto federales como estatales intervinieron para impedir dicha clausura en tanto la Compañía presentaba su contestación al recurso de reclamación interpuesto ante la Dirección de Control Urbano, 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. Sánchez Ritchie y el municipio recurrieron dicha suspensión y los procedimientos respectivos se encuentran en trámite ante el tribunal colegiado de circuito de Mexicali. El tribunal de distrito de Ensenada ha suspendido su decisión en cuanto a 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.

### *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 acuerdo respectivo ante el tribunal colegiado de circuito en Mexicali. La demanda 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 las pretensiones de Miranda Pelayo son infundadas.

*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. 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.

### *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 Sempra", 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 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.

#### *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 dicho procedimiento 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 ha recurrido esta sentencia ante el tribunal superior del estado. La Compañía considera que las pretensiones de los actores son infundadas.

#### *Energía Sierra Juárez*

En noviembre de 2011, Terra Peninsular, A.C., una organización ambiental, interpuso ante el TJFA de la Ciudad de México un recurso de revisión 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 recurso 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. Una vez que Terra Peninsular presente su reporte pericial, el juez determinará el juicio 15 días después. La solicitud presentada por Terra Peninsular para la suspensión final también está pendiente. Compañía considera que las pretensiones de Terra Peninsular son infundadas.

#### *Gasoducto Sonora*

En octubre de 2012, una subsidiaria de Fermaca, Sasabe Pipeline, S. de R.L. de C.V., participante que quedó en segundo lugar en la licitación pública convocada por la CFE para el segmento Sasabe - Guaymas del proyecto del Gasoductos Sonora, interpuso demanda de amparo

ante los Juzgados de Distrito en Materia Administrativa en el Distrito Federal en contra del proceso de licitación y el fallo de adjudicación en favor de la Compañía. Sasabe Pipeline señaló como demandadas a 11 distintas autoridades gubernamentales, incluidas el Presidente de la República, la Secretaría de Energía y a la propia CFE, y nombró como terceros perjudicados a las empresas, incluida la Compañía, que presentaron ofertas en la licitación. Sasabe Pipeline alega principalmente que fue discriminado durante el proceso de licitación, así como el desechamiento de forma ilegal a las observaciones que formuló respecto de las bases de licitación, sin embargo, no solicitó la suspensión del fallo de adjudicación. En octubre de 2012, el juez de distrito en el Distrito Federal admitió la demanda únicamente respecto del fallo de adjudicación y llamó a juicio a los terceros perjudicados. Está pendiente de fijarse la fecha en la que tendrá lugar la audiencia constitucional. La Compañía considera que las pretensiones de Sasabe Pipeline son infundadas.

#### 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 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 acreditaran 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. Sin embargo, si cualquiera de dichos procedimientos llegare a resolverse en sentido desfavorable para la Compañía, las operaciones de la Terminal de GNL y la Termoeléctrica de Mexicali 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 y el proyecto de parque eólico, 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”*.



#### IV. INFORMACIÓN FINANCIERA

La información financiera de la Compañía incluida en esta sección debe leerse conjuntamente con los Estados Financieros de la Compañía y sus notas, los cuales se incluyen como anexos en este Prospecto. Los estados financieros han sido auditados por Deloitte México, Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., auditores externos del Emisor. La información correspondiente a los ejercicios 2009, 2010 y 2011, fue obtenida de los Estados Financieros de la Compañía y de los estados financieros consolidados intermedios no auditados de la Compañía al 30 de septiembre de 2011 y 2012 y por los periodos de tres y nueve meses terminados en esas fechas, que forman parte del presente Prospecto.

##### a) Información Financiera Seleccionada.

Las siguientes tablas contienen cierta información financiera combinada y consolidada seleccionada de la Compañía a las fechas y por los periodos indicados. Dichas tablas deben leerse en conjunto con los estados financieros de la Compañía incluidos y las notas a los mismos que se incluyen en este Prospecto, y están sujetas a la información completa contenida en los mismos. Véase la sección "*Presentación de la información financiera y otros datos*".

El 10 de septiembre de 2012, Sempra Energy aportó Sempra Gasoductos a la Compañía. Los activos de Sempra Gasoductos incluyen el Gasoducto Aguaprieta, la Estación Naco y una participación del 50% en el negocio conjunto con Pemex Gas. El negocio conjunto con Pemex Gas es propietario del 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 actualmente se encuentra en proceso de construcción. Durante el periodo comprendido del 30 de abril de 2010 —fecha en la que Sempra Energy adquirió a Sempra Gasoductos— al 10 de septiembre de 2012, tanto la Compañía como Sempra Gasoductos estuvieron controladas por Sempra Energy. Por tanto, los estados financieros de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2011, y por los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012, están preparados para reflejar sus resultados combinados con los de Sempra Gasoductos desde la fecha de adquisición por parte de Sempra Energy y hasta el 10 de septiembre de 2012. Dado que la Compañía asumió el control de Sempra Gasoductos el 10 de septiembre de 2012, a partir de dicha fecha su información financiera está preparada en términos consolidados, en lugar de combinados. Por lo demás, la aportación de Sempra Gasoductos a la Compañía no tuvo efecto alguno en los resultados de operación de esta última. Sin embargo, en 2010 incrementó los flujos de efectivo de la Compañía y dicha circunstancia está reflejada en el estado combinado y consolidado de flujos de efectivo por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010. Véase la sección "*Presentación de la información financiera y otros datos*".

La información relativa a los estados de resultados consolidados y combinados por los años terminados el 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, así como a los estados de posición financiera consolidados y combinados al 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, se deriva de los estados financieros auditados de la Compañía incluidos en este Prospecto.

La información relativa a los estados de resultados consolidados intermedios condensados por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012, así como a los estados de posición financiera combinados y consolidados seleccionados al 30 de septiembre de 2011 y 2012, se deriva de los estados financieros consolidados intermedios condensados no auditados de la Compañía incluidos en este Prospecto. La información financiera consolidada relativa a los periodos intermedios está preparada con base en las mismas normas que la información financiera consolidada combinada anual y, en opinión de la administración, incluye todos los ajustes recurrentes normales que son necesarios para mostrar fielmente la situación financiera consolidada de la Compañía al 30 de septiembre de 2012, así como sus estados de resultados consolidados por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012. Los resultados de los periodos intermedios no necesariamente son indicativos de los resultados de operación correspondientes al año completo. Los inversionistas deben leer esta



información en conjunto con los estados financieros consolidados y combinados auditados y los estados financieros consolidados intermedios condensados no auditados de la Compañía y las notas a los mismos que se incluyen en este Prospecto, así como la información de la Compañía incluida en las secciones tituladas "Presentación de la información financiera y otros datos" y "Comentarios y análisis de la administración sobre la situación financiera y los resultados de operación".

#### ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS Y COMBINADOS

	Años terminados el 31 de diciembre			Periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre		Periodos de tres meses terminados el 30 de septiembre	
	2009	2010	2011	2011	2012	2011	2012
	<i>(en miles de Dólares)</i>						
Ingresos .....	762,779	799,737	822,476	629,628	454,824	179,601	173,449
Costo de gas natural .....	(360,558)	(436,686)	(422,680)	(314,936)	(197,708)	(53,708)	(94,654)
Gastos de administración y otros..	(70,699)	(80,932)	(73,793)	(53,967)	(50,931)	(18,980)	(16,873)
Depreciación y amortización .....	(55,384)	(62,897)	(63,080)	(47,567)	(47,740)	(15,805)	(16,038)
Ingreso por interés .....	383	545	883	665	724	377	264
Costo Financiero .....	(31,993)	(26,581)	(18,182)	(13,691)	(8,746)	(4,021)	(2,839)
Otras pérdidas y ganancias .....	18,864	(13,681)	(16,092)	(23,575)	(5,599)	(19,964)	2,123
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades del negocio conjunto .....	263,392	179,505	229,532	176,557	144,824	67,500	45,432
Impuestos a la utilidad .....	(58,641)	(26,389)	(76,006)	(28,269)	(29,734)	(41,627)	2,792
Participación en los resultados del negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad .....	—	18,461	21,577	18,900	32,451	1,560	13,652
Utilidad del periodo .....	204,751	171,577	175,103	167,188	147,541	27,433	61,876

Estados consolidados y combinados de posición financiera

	Al 31 de diciembre de			Al 30 de
	2009	2010	2011	septiembre de 2012
	<i>(en miles de Dólares)</i>			
<b>Activos</b>				
<b>Activos circulantes</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo .....	14,281	54,379	27,364	123,897
Otros activos circulantes <sup>(1)</sup> .....	127,307	165,569	127,089	133,577
<b>Total de activos circulantes</b> .....	<b>141,588</b>	<b>219,948</b>	<b>154,453</b>	<b>257,474</b>
<b>Activos no circulantes</b>				
Inversiones en negocios conjuntos .....	—	272,572	294,155	326,606
Propiedades, planta y equipo neto .....	1,967,024	1,937,914	1,885,959	1,861,924
Otros activos no circulantes <sup>(2)</sup> .....	6,801	53,598	49,255	48,494
<b>Total de activos no circulantes</b> .....	<b>1,973,825</b>	<b>2,264,084</b>	<b>2,229,369</b>	<b>2,237,024</b>
<b>Total de activos</b> .....	<b>2,115,413</b>	<b>2,484,032</b>	<b>2,383,822</b>	<b>2,494,498</b>
<b>Capital y pasivos</b>				
<b>Pasivos circulantes</b> <sup>(3)</sup> .....	<b>85,142</b>	<b>86,742</b>	<b>88,009</b>	<b>50,267</b>
<b>Pasivos a largo plazo</b>				
Cuentas por pagar a partes relacionadas <sup>(4)</sup> .....	650,043	534,705	334,660	342,122
Otros pasivos no circulantes <sup>(5)</sup> .....	224,550	228,625	265,890	257,526
<b>Total de pasivos no circulantes</b> .....	<b>874,593</b>	<b>763,330</b>	<b>600,550</b>	<b>599,648</b>
<b>Total de pasivos</b> .....	<b>959,735</b>	<b>850,072</b>	<b>688,559</b>	<b>649,915</b>
<b>Total de capital contable</b> .....	<b>1,155,678</b>	<b>1,633,960</b>	<b>1,695,263</b>	<b>1,844,583</b>
<b>Total de pasivo y capital contable</b> .....	<b>2,115,413</b>	<b>2,484,032</b>	<b>2,383,822</b>	<b>2,494,498</b>

- (1) Los otros activos circulantes incluyen las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto; las cuentas por cobrar a partes relacionadas; los impuestos por recuperar circulantes; el inventario de gas natural; los instrumentos financieros derivados; 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 a la utilidad diferidos; el crédito mercantil; y otros activos no circulantes de menor importancia.
- (3) Los pasivos circulantes incluyen las cuentas por pagar 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 incluye las cuentas por pagar no recurrentes adeudadas a partes relacionadas.
- (5) Los otros pasivos no circulantes incluyen los pasivos por impuestos a la utilidad diferidos; las provisiones no circulantes; los instrumentos financieros derivados; los beneficios a los empleados a largo plazo.

Otra información financiera y operativa

	Años terminados al 31 de diciembre de			Periodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de		Periodo de tres meses terminados al 30 de septiembre de	
	2009	2010	2011	2011	2012	2011	2012
	<i>(en miles de Dólares)</i>						
Gastos de Propiedades, planta y equipo .....	76,918	37,800	20,517	7,361	13,143	7,361	6,351
UAIDA ajustada <sup>(1)</sup> .....	<b>331,522</b>	<b>314,875</b>	<b>373,286</b>	<b>295,782</b>	<b>243,758</b>	<b>118,292</b>	<b>74,401</b>
UAIDA ajustada por segmento:							
Gas .....	279,651	272,987	304,577	238,413	235,593	77,424	65,941
Electricidad .....	54,451	41,869	70,051	58,076	8,532	41,039	8,532
Corporativo .....	(2,580)	19	(1,342)	(707)	(367)	-171	418

(1) Para una explicación de las razones por las que la Compañía calcula su UAIDA ajustada y una reconciliación entre la UAIDA ajustada y la utilidad reportada por la Compañía de conformidad con las IFRS, véase la sección "Presentación de la información financiera y otros datos— UAIDA ajustada".

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

**Información por segmentos**

De acuerdo a los Estados consolidados y combinados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, y a los Estados financieros intermedios condensados, por los periodos de tres y nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2012 y 2011, 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 desarrollando 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 como ingresos y gastos corporativos, ciertos ingresos y costos 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. Véase la Nota 2 de los Estados consolidados y combinados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 y en la Nota 1 de los Estados financieros intermedios condensados, por los periodos de tres y nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2012 y 2011; y las secciones "Descripción del negocio, Segmento Gas" y "Descripción del negocio, Segmento Electricidad".

**Resultados por segmento de los Estados financieros intermedios condensados, por los periodos de tres y nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2012 y 2011.**

**Ingresos y resultados por segmento**

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

	<b>(No auditados)</b> <b>Ingresos por segmentos</b> <b>por el periodo de nueve meses</b> <b>terminado el</b>		<b>(No auditados)</b> <b>Ingresos por segmentos</b> <b>por el periodo de tres meses terminado el</b>	
	<u>30/09/11</u>	<u>30/09/12</u>	<u>30/09/11</u>	<u>30/09/12</u>
	<i>(en miles de Dólares)</i>			
<b>Gas</b>				
Ventas a clientes	\$ 426,030	\$ 351,841	\$ 98,872	\$ 126,354
Ventas entre segmentos	106,037	108,280	94,562	60,331
<b>Electricidad</b>				
Ventas a clientes	202,180	101,737	80,231	46,666
Ventas entre segmentos	3,803	4,489	1,310	1,726
<b>Corporativo</b>				
Asignación de servicios profesionales	1,419	1,246	499	429
Servicios profesionales entre segmentos	1,499	1,886	382	513
	<u>740,968</u>	<u>569,479</u>	<u>275,856</u>	<u>236,019</u>
<b>Ajustes y eliminaciones entre segmentos</b>	<u>(111,339)</u>	<u>(114,655)</u>	<u>(96,254)</u>	<u>(62,570)</u>
<b>Total ingresos por segmentos</b>	<u>\$ 629,629</u>	<u>\$ 454,824</u>	<u>\$ 179,602</u>	<u>\$ 173,449</u>

	<b>(No auditados)</b> <b>Utilidad por segmentos</b> <b>por el periodo de nueve meses</b> <b>terminado el</b>		<b>(No auditados)</b> <b>Utilidad por segmentos</b> <b>por el periodo de tres meses terminado el</b>	
	<u>30/09/11</u>	<u>30/09/12</u>	<u>30/09/11</u>	<u>30/09/12</u>
	<i>(en miles de Dólares)</i>			
<b>Gas</b>	\$ 125,658	\$ 181,493	\$ 7,962	\$ 70,111
<b>Electricidad</b>	31,892	(1,211)	15,564	9,657
<b>Corporativo</b>	9,638	(32,741)	3,907	(17,892)
<b>Total utilidad por segmentos</b>	<u>\$ 167,188</u>	<u>\$ 147,541</u>	<u>\$ 27,433</u>	<u>\$ 61,876</u>

**Activos y pasivos por segmentos**

<b>Activos por segmento:</b>	<u>31/12/11</u>	<u>(No auditados)</u> <u>30/09/12</u>
	<i>(en miles de Dólares)</i>	
<b>Gas</b>	\$ 1,981,205	\$ 2,031,591
<b>Electricidad</b>	372,714	358,842
<b>Corporativo</b>	29,903	104,065
<b>Total de activos consolidados</b>	<u>\$ 2,383,822</u>	<u>\$ 2,494,498</u>

	31/12/11	(No auditados) 30/09/12
<b>Pasivos por segmento:</b>		
	(en miles de Dólares)	
Gas	\$ 297,469	\$ 260,766
Electricidad	64,972	55,091
Corporativo	326,118	334,058
<b>Total de pasivos consolidados</b>	<b>\$ 688,559</b>	<b>\$ 649,915</b>

**Otra información de segmentos**

	Propiedad, planta y equipo		Depreciación y amortización acumulada	
	31/12/11	(No auditados) 30/09/12	31/12/11	(No auditados) 30/09/12
	(en miles de Dólares)			
Gas	\$ 1,757,312	\$ 1,780,118	\$ (197,932)	\$ (233,508)
Electricidad	436,280	440,456	(117,538)	(132,758)
Corporativo	10,155	10,463	(2,318)	(2,847)
	<b>\$ 2,203,747</b>	<b>\$ 2,231,037</b>	<b>\$ (317,788)</b>	<b>\$ (369,113)</b>

**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:

	(No auditados) Por el periodo de nueve meses terminado el		(No auditados) Por el periodo de tres meses terminado el	
	30/09/11	30/09/12	30/09/11	30/09/12
	(en miles de Dólares)			
Generación de energía eléctrica	\$ 202,180	\$ 101,737	\$ 80,373	\$ 46,666
Venta de gas natural	171,883	105,753	17,717	29,857
Almacenamiento y regasificación	69,951	70,529	23,609	23,646
Distribución de gas natural	69,022	57,467	21,006	17,035
Transportación de gas natural	32,909	39,184	7,318	13,078
Otros ingresos operativos	83,684	80,154	29,579	43,167
	<b>\$ 629,629</b>	<b>\$ 454,824</b>	<b>\$ 179,602</b>	<b>\$ 173,449</b>

**Otros ingresos de operación**

Sempra LNG Marketing México firmó un acuerdo en noviembre de 2009 con Sempra LNG International LLC ("LNG International"), parte relacionada, en donde LNG International acordó entregar y vender GNL a Sempra LNG Marketing México a partir del momento en que inicie operaciones la Terminal de GNL. En consecuencia, Sempra LNG Marketing México realizó un acuerdo de servicios de transportación y almacenamiento para comercializar el GNL. Debido a la falta de cargamentos de GNL, Sempra LNG Marketing México recibió pagos de LNG International relacionada a las pérdidas y obligaciones incurridas por el periodo terminado el 30 de septiembre de 2011 y 2012 por USD\$80.9 millones y USD\$77.9 millones (no auditados), respectivamente, y



por el periodo de 3 meses terminado el 30 de septiembre de 2011 y 2012 por USD\$28.3 millones y USD\$42.4 millones (no auditados), respectivamente, las cuales se encuentran presentadas dentro de la línea de ingresos en los estados consolidados de resultados intermedios condensados.

**Resultados por segmento de los Estados consolidados y combinados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009**

**Ingresos y resultados por segmento**

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

<b>Ingresos por segmentos</b>			
	<b>31/12/09</b>	<b>31/12/10</b>	<b>31/12/11</b>
	<i>(en miles de Dólares)</i>		
<b>Gas</b>			
Ventas a clientes	\$ 527,268	\$ 585,361	\$ 550,921
Ventas entre segmentos	151,671	138,689	144,664
<b>Electricidad</b>			
Ventas a clientes	234,906	212,197	269,714
Ventas entre segmentos	3,485	3,208	5,139
<b>Corporativo</b>			
Ventas a clientes	605	2,179	1,841
Ventas entre segmentos	<u>1,781</u>	<u>2,439</u>	<u>1,957</u>
	<u>919,716</u>	944,073	974,236
Ajustes y eliminaciones entre segmentos	<u>(156,937)</u>	<u>(144,336)</u>	<u>(151,760)</u>
<b>Total ingresos por segmentos</b>	<u>\$ 762,779</u>	<u>\$ 799,737</u>	<u>\$ 822,476</u>

**Utilidad por segmentos**

	<b>31/12/09</b>	<b>31/12/10</b>	<b>31/12/11</b>
	<i>(en miles de Dólares)</i>		
<b>Gas</b>	\$ 197,837	\$ 192,728	\$ 141,075
<b>Electricidad</b>	34,268	23,372	37,767
<b>Corporativo</b>	<u>(27,354)</u>	<u>(44,523)</u>	<u>(3,739)</u>
<b>Total utilidad por segmentos</b>	<u>\$ 204,751</u>	<u>\$ 171,577</u>	<u>\$ 175,103</u>

### Activos y pasivos por segmentos

	31/12/09	31/12/10	31/12/11
	<i>(en miles de Dólares)</i>		
<b>Activos por segmentos:</b>			
Gas	\$ 1,695,096	\$ 2,031,461	\$ 1,981,205
Electricidad	402,881	388,395	372,714
Corporativo	<u>17,436</u>	<u>64,176</u>	<u>29,903</u>
<b>Total activos consolidados y combinados</b>	<b><u>\$ 2,115,413</u></b>	<b><u>\$ 2,484,032</u></b>	<b><u>\$ 2,383,822</u></b>

### Pasivos por segmentos:

Gas	\$ 246,691	\$ 268,575	\$ 297,469
Electricidad	67,014	63,425	64,972
Corporativo	<u>646,030</u>	<u>518,072</u>	<u>326,118</u>
<b>Total pasivos consolidados y combinados</b>	<b><u>\$ 959,735</u></b>	<b><u>\$ 850,072</u></b>	<b><u>\$ 688,559</u></b>

### Otra información de segmentos

	Propiedad, planta y equipo			Depreciación y amortización acumulada		
	31/12/09	31/12/10	31/12/11	31/12/09	31/12/10	31/12/11
	<i>(en miles de Dólares)</i>					
Gas	\$1,734,536	\$1,759,716	\$1,757,312	\$ (117,519)	\$ (161,646)	\$ (197,932)
Electricidad	419,933	429,361	436,280	(78,891)	(97,844)	(117,538)
Corporativo	<u>10,519</u>	<u>10,485</u>	<u>10,155</u>	<u>(1,554)</u>	<u>(2,158)</u>	<u>(2,318)</u>
	<b><u>\$2,164,988</u></b>	<b><u>\$2,199,562</u></b>	<b><u>\$2,203,747</u></b>	<b><u>\$ (197,964)</u></b>	<b><u>\$ (261,648)</u></b>	<b><u>\$ (317,788)</u></b>

	Depreciación y amortización por año			Altas de propiedad planta y equipo por año		
	12/31/09	12/31/10	12/31/11	12/31/09	12/31/10	12/31/11
	<i>(en miles de Dólares)</i>					
Gas	\$ 38,277	\$ 43,120	\$ 42,543	\$ 68,443	\$ 14,316	\$ 11,706
Electricidad	16,366	18,954	19,759	7,599	23,173	8,458
Corporativo	<u>741</u>	<u>823</u>	<u>778</u>	<u>876</u>	<u>311</u>	<u>353</u>
	<b><u>\$ 55,384</u></b>	<b><u>\$ 62,897</u></b>	<b><u>\$ 63,080</u></b>	<b><u>\$ 76,918</u></b>	<b><u>\$ 37,800</u></b>	<b><u>\$ 20,517</u></b>

	Ingresos por interés			Costo financiero		
	31/12/09	31/12/10	31/12/11	31/12/09	31/12/10	31/12/11
	<i>(en miles de Dólares)</i>					
Gas	\$ 367	\$ 516	\$ 699	\$ 442	\$ (1,800)	\$ (639)
Electricidad	2	9	2	(186)	(226)	645
Corporativo	<u>14</u>	<u>20</u>	<u>182</u>	<u>(32,249)</u>	<u>(24,555)</u>	<u>(18,188)</u>
	<b><u>\$ 383</u></b>	<b><u>\$ 545</u></b>	<b><u>\$ 883</u></b>	<b><u>\$ (31,993)</u></b>	<b><u>\$ (26,581)</u></b>	<b><u>\$ (18,182)</u></b>

	Participación en utilidades de negocios conjuntos			Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad		
	31/12/09	31/12/10	31/12/11	31/12/09	31/12/10	31/12/11
	<i>(en miles de Dólares)</i>					
Gas	\$ -	\$ 18,461	\$ 21,577	\$ (44,760)	\$ (24,967)	\$ (84,118)
Electricidad	-	-	-	(4,204)	151	(11,829)
Corporativo	-	-	-	(9,677)	(1,573)	19,941
	<u>\$ -</u>	<u>\$ 18,461</u>	<u>\$ 21,577</u>	<u>\$ (58,641)</u>	<u>\$ (26,389)</u>	<u>\$ (76,006)</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:

	31/12/09	31/12/10	31/12/11
	<i>(en miles de Dólares)</i>		
Generación de energía eléctrica	\$ 233,480	\$ 211,333	\$ 269,491
Venta de gas natural	148,195	290,797	205,112
Almacenamiento y regasificación	80,428	93,681	93,560
Distribución de gas natural	84,332	96,021	91,300
Transportación de gas natural	40,251	47,497	49,220
Otros ingresos operativos	<u>176,093</u>	<u>60,408</u>	<u>113,793</u>
	<u>\$ 762,779</u>	<u>\$ 799,737</u>	<u>\$ 822,476</u>

### ***Otros ingresos de operación***

Sempra LNG Marketing México firmó un acuerdo en noviembre de 2009 con Sempra LNG International LLC ("LNG International"), parte relacionada, en donde LNG International acordó entregar y vender GNL a Sempra LNG Marketing México a partir del momento en que inicie operaciones la Terminal de GNL. En consecuencia, Sempra LNG Marketing México realizó un acuerdo de servicios de transportación y almacenamiento para comercializar el GNL. Debido a la falta de cargamentos de GNL, Sempra LNG Marketing México recibió pagos de LNG International relativos a las pérdidas y obligaciones incurridas en 2009, 2010 y 2011, por USD\$173.4 millones, USD\$56.6 millones y USD\$109.9 millones, respectivamente, las cuales se encuentran presentadas dentro de la línea de ingresos en los estados consolidados y combinados de resultados.

## Información geográfica

La Compañía opera en dos principales regiones geográficas en México – Noroeste y Norte.

	Ingresos de clientes externos			Activos no circulantes		
	31/12/09	31/12/10	31/12/11	31/12/09	31/12/10	31/12/11
	<i>(en miles de Dólares)</i>					
Noroeste	\$ 711,741	\$ 739,022	\$ 768,721	\$1,855,973	\$1,819,269	\$1,779,454
Norte	51,038	60,715	53,755	111,051	118,645	106,505
	<u>\$ 762,779</u>	<u>\$ 799,737</u>	<u>\$ 822,476</u>	<u>\$1,967,024</u>	<u>\$1,937,914</u>	<u>\$1,885,959</u>

\* *Región Noroeste* incluye las inversiones en Baja California y Sonora, México

*Región Norte* incluye las inversiones en Chihuahua y La Laguna-Durango, México.

### c) Información de créditos relevantes.

Para más información sobre créditos relevantes, véase la sección "Comentarios y Análisis de la Administración sobre la situación financiera y los resultados de operación -- Situación financiera, liquidez y recursos de capital" y véase el capítulo "V. Administración --Operaciones con personas relacionadas y conflicto de intereses." Los créditos descritos en las secciones antes mencionadas, no imponen al Emisor ningún tipo de obligación de dar, de hacer o de no hacer, distintas a las ahí señaladas.

### d) Comentarios y Análisis de la Administración sobre la situación financiera y los resultados de operación.

Los inversionistas deben leer la siguiente información en conjunto con los estados financieros consolidados y combinados de la Compañía al 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, y por cada uno de los años que terminaron en dichas fechas; con los estados financieros intermedios condensados por los periodos de tres y nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2012 y 2011, y con el resto de la información financiera de la Compañía incluida en este Prospecto. Los estados financieros auditados de la Compañía y sus estados financieros no auditados por los periodos intermedios están preparados de conformidad con las IFRS emitidas por el IASB.

Esta sección contiene declaraciones con respecto al futuro que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Compañía podrían llegar a diferir sustancialmente de los mencionados en dichas declaraciones debido a diversos factores, incluyendo, de manera enunciativa pero no limitativa, los descritos en la sección "Factores de riesgo" y en otras secciones de este Prospecto.

### Panorama general

La Compañía es una sociedad de responsabilidad limitada de capital variable constituida de conformidad con las leyes de México.

### Segmentos de negocios

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 de gas natural y su venta 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, así como en un parque eólico que se encuentra en proceso de desarrollo. Además, la Compañía reporta como ingresos y gastos corporativos, ciertos ingresos y

costos 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.

En el segmento Gas, la Compañía es propietaria y operadora de sistemas de recepción, transporte, compresión, almacenamiento y entrega de gas natural y Gas LP, que incluyen más de 500 km de ductos para gas natural, seis estaciones de compresión de gas natural, y 190 km de ductos para Gas LP (y una terminal de almacenamiento que se encuentra en proceso de construcción). La Compañía es propietaria de algunos de estos activos a través de un negocio conjunto con Pemex Gas, en el que tiene una participación del 50%. El segmento Gas también incluye el negocio de GNL de la Compañía, en el que ésta es propietaria de una terminal de almacenamiento y regasificación con capacidad de 320,000 m<sup>3</sup>, así como una comercializadora de gas natural que compra GNL para su almacenamiento y regasificación en la Terminal de GNL y vende a terceros el gas natural resultante. Además, la Compañía es propietaria del sistema de distribución Ecogas, que es el tercer negocio más importante del segmento Gas. Este sistema atiende actualmente a más de 90,000 clientes industriales, comerciales y residenciales en tres zonas geográficas de distribución en el norte del país. Tanto en el negocio de gasoductos como en el negocio de GNL, la Compañía tiene celebrados contratos a largo plazo, principalmente en base firme, con empresas de gran solvencia y reconocimiento en la industria, incluyendo Shell, Gazprom, la CFE, Intergen, TransCanada y Pemex Gas.

En el segmento Electricidad, la Compañía es propietaria y operadora de la Termoeléctrica de Mexicali, una planta de ciclo combinado con capacidad de producción de 625 MW alimentada a base de gas natural. Anteriormente esta planta generaba ingresos mediante la venta de electricidad a Sempra Generation, una filial estadounidense de la Compañía. Sin embargo, de conformidad con un nuevo contrato que entró en vigor el 1 de enero de 2012, actualmente la Compañía vende electricidad directamente a clientes conectados a la red del CAISO, y Sempra Generation actúa como agente de comercialización y programación de estas ventas. Además, la Compañía está desarrollando el potencial proyecto de Energía Sierra Juárez, un parque eólico que si se desarrollara plenamente, podría tener capacidad para generar hasta 1,200 MW de electricidad. La Compañía tiene planeado comenzar a construir la fase inicial de este potencial proyecto durante 2013, que consiste en 52 aerogeneradores con una capacidad agregada de 156 MW, que la Compañía tiene programado terminar durante 2014. SDG&E, se ha obligado a comprar a través de una filial la totalidad de la electricidad generada por la primera etapa de este proyecto, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones financieras y la obtención de las autorizaciones gubernamentales correspondientes.

### **Entorno económico de México**

La Compañía realiza prácticamente todas sus operaciones en México. En consecuencia, las actividades, la situación financiera y los resultados de operación de la Compañía pueden verse afectados por la situación general de la economía nacional, misma que se encuentra fuera del control de la Compañía.

Como resultado de los considerables efectos de la crisis económica que se desató a nivel mundial en 2008, en 2009 el 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 2010 y 2011 el PIB creció un 5.4% y un 3.9%, respectivamente. Esta recuperación se debió en gran medida al crecimiento de la demanda de exportaciones como resultado de la mejoría de la producción industrial en los Estados Unidos y condujo al crecimiento de varios sectores de la economía de México. El Fondo Monetario Internacional estima que en 2012 y 2013 el PIB crecerá un 3.8% y un 3.5% en términos reales anuales, respectivamente.

La Compañía prevé que el entorno económico actual generará oportunidades de crecimiento en el sector de la infraestructura de energía en los próximos años, a medida que se incremente la



demanda de fuentes de energía. En los segmentos del sector energía en los que opera la Compañía, en los últimos años los precios del gas natural se han mantenido a niveles bajos debido al rápido crecimiento de la producción de gas extraído de yacimientos de toca laminada en los Estados Unidos. El costo de gas natural en Norteamérica afecta la demanda de GNL importado, el cual varía dependiendo del costo de gas natural en el resto del mundo en comparación con el costo en dicha región. Aunque en términos generales los contratos en firme de servicios generan ingresos estables, en la medida en que los precios del gas natural afecten la demanda de gas natural, también afectarán las operaciones de comercialización de GNL y distribución de gas natural de la Compañía. Véanse las secciones "*Factores que afectan los resultados de operación de la Compañía— Ingresos,*" y "*Factores de Riesgo*".

### **Factores que afectan los resultados de operación de la Compañía**

A continuación se incluye una descripción de ciertos factores que afectan o han afectado recientemente los resultados de operación de la Compañía, los cuales deben ser revisados en conjunto con los riesgos e incertidumbres discutidas en la sección "*Factores de Riesgo*".

#### *Ingresos*

Los ingresos generados por cada uno de los segmentos de negocios de la Compañía se ven afectados por los siguientes factores:

- Los sectores en los que opera la Compañía están sujetos a regulación por parte de las autoridades federales, estatales y municipales en México, así como a la obtención de diversos permisos de parte de las mismas. Aunque algunas de las tarifas que la Compañía cobra a sus clientes por ciertos servicios no están reguladas, muchos de los precios, cargos y tarifas aplicables a los servicios prestados por los segmentos de Gas y Electricidad deben ser aprobados por la CRE. Por lo tanto, la Compañía no puede modificar unilateralmente dichos precios, cargos y tarifas, lo cual limita su flexibilidad funcional. La CRE ajusta periódicamente las tarifas sujetas a regulación con base en la regulación aplicable; dichos ajustes se encuentran fuera del control de la Compañía. A pesar de que en términos generales los precios, cargos y tarifas se basan en los costos, la utilidad de la Compañía podría disminuir si la misma no logra incrementar sus precios o tarifas en forma paralela al incremento de sus costos.
- La Compañía depende de un reducido número de clientes con los que tiene celebrados contratos a largo plazo. En términos generales, estos contratos:
  - pueden rescindirse en caso de que alguna de las partes incurra en incumplimiento con sus obligaciones contractuales, o en caso de insolvencia de cualquiera de las partes;
  - están sujetos a interrupción o terminación anticipada por causas de fuerza mayor que se encuentren fuera del control de las partes; o
  - otorgan recursos sumamente limitados en caso de que alguna de las partes incurra en otros tipos de incumplimiento, incluyendo pagos de daños y perjuicios por cantidades que podrían resultar muy inferiores a las necesarias para recuperar por completo los costos derivados de un determinado incumplimiento.

Si por algún motivo la Compañía no logra cobrar a sus clientes las cantidades adeudadas de conformidad con sus contratos, los ingresos de la Compañía podrían disminuir.

- La principal fuente de ingresos de la Terminal de GNL emana de los contratos de almacenamiento en base firme a largo plazo, celebrados con Shell y Gazprom, así como con LNG Marketing, una subsidiaria de la Compañía que compra GNL para su almacenamiento y regasificación en la terminal. Cada uno de estos clientes está obligado a pagar el importe total de la capacidad de almacenamiento y envío de gas natural contratada por el mismo, independientemente de que se entregue o no se entregue el GNL a la terminal. 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 a la planta Presidente Juárez de la CFE, la Termoeléctrica de Mexicali de la Compañía y otros usuarios, a través de contratos de suministro de GNL que representan el 100% de la capacidad de envío de gas natural de LNG Marketing. LNG Marketing también genera ingresos como resultado de cobros realizados a Sempra Natural Gas en la medida en que ésta no le suministre las cantidades de gas natural pactadas en el contrato de suministro a largo plazo que tienen celebrado. Los precios relativamente altos del GNL en los mercados asiáticos, aunados a los bajos precios del gas natural en México y los Estados Unidos, han reducido el número de embarques de GNL entregados por Sempra Natural Gas. En consecuencia, la Compañía también depende de los ingresos derivados de dichos cobros. Los cobros realizados a Sempra Natural Gas a LNG Marketing de conformidad con el contrato de suministro a largo plazo celebrado entre dichas entidades, son suficientes para compensar los costos de transporte y almacenamiento incurridos por LNG Marketing como resultado de la falta de suministro de cantidades suficientes de GNL por Sempra Natural Gas. Véase la nota 24.5.1 a los estados financieros auditados incluidos en este Prospecto.
- El precio del gas natural depende de las condiciones del mercado, que se encuentran fuera del control de la Compañía. Véase la sección "*Costo de gas natural*". La CRE exige que los distribuidores de gas natural trasladen el costo de dicho insumo a sus clientes sin obtener margen alguno por la venta de gas natural. En consecuencia, el costo de gas natural contrarresta los ingresos derivados de su venta. Sin embargo, el margen de utilidad obtenido por los distribuidores de gas natural, -incluyendo a la Compañía- se deriva de los cargos por distribución y la prestación de otros servicios relacionados. Por tanto, el ingreso total del negocio de distribución de la Compañía se ve afectado por las fluctuaciones en los precios del gas natural y los cambios en las preferencias de los consumidores por lo que respecta al uso de dicho insumo en contraste con otras fuentes de energía tales como el Gas LP, cuyos precios están subsidiados por el gobierno; y la utilidad imputable a los cargos por distribución y a otros servicios relacionados puede disminuir en respuesta a la contracción generalizada de la demanda de gas natural.
- Los ingresos por la venta de gas natural de la Compañía dependen de varios factores que se encuentran fuera de su control. Actualmente, los precios del Gas LP están subsidiados por el gobierno, lo cual pone en desventaja competitiva al producto no subsidiado ofrecido por el sistema de distribución Ecogas de la Compañía. Si el gobierno mantiene su política actual de subsidios del precio del Gas LP y la Compañía no logra adquirir gas natural a precios que compitan con los precios de LGP ofrecidos a sus clientes y posibles clientes por los distribuidores de Gas LP, los ingresos y la utilidad del negocio de distribución de la Compañía podrían disminuir.
- La demanda por parte de los clientes de los segmentos Gas y Electricidad de la Compañía también se ve afectada por factores estacionales relacionados con el mercado estadounidense y, tratándose de la distribución de gas natural, por la situación general de la economía mexicana. Véase la sección "*Entorno económico de México*". La contracción de la demanda a causa de factores estacionales o de la

existencia de condiciones económicas adversas podría provocar una disminución en los ingresos y las utilidades de la Compañía.

- Por lo general, los mercados y gasoductos a los que la Compañía suministra gas natural y GNL requieren que dichos productos cumplan con ciertos requisitos mínimos en términos de calidad. Estos requisitos pueden variar de un mercado o gasoducto a otro. En el supuesto de que la calidad del gas natural o GNL entregado por la Compañía no cumpla con los requisitos de calidad establecidos por un determinado mercado o gasoducto, éste podría rehusarse a recibir la totalidad o parte de los productos enviados por la Compañía o facturarle los costos relacionados con el manejo de los productos que no cumplan con sus especificaciones. En dicho supuesto, la Compañía podría verse obligada a identificar mercados alternativos para sus productos o a dejar de aceptar en sus propios gasoductos los productos que no cumplan con las citadas especificaciones, lo cual podría reducir el volumen de los insumos procesados por la misma o sus ingresos.
- Dentro del curso ordinario de sus operaciones, la Compañía utiliza contratos de futuros, contratos de compra y venta física, swaps financieros y opciones, para fines de cobertura. Sin embargo, dichas operaciones no están contabilizadas como coberturas en sus estados financieros debido a que no cumplen con ciertos requisitos técnicos. La Compañía no cubre íntegramente su exposición a los riesgos relacionados con la volatilidad del precio de mercado o sus posiciones contractuales; y sus estrategias de cobertura pueden cambiar con el transcurso del tiempo. Los precios de mercado de los insumos utilizados por el sector energía pueden cambiar en forma inesperada debido a múltiples factores, incluyendo las condiciones climáticas o estacionales, las fluctuaciones en la oferta y demanda, las limitaciones o ineficiencias en la transmisión o transporte, la disponibilidad de fuentes de energía a precios competitivos y los niveles de producción de los insumos. En la medida en que la Compañía no cubra correctamente su exposición a la volatilidad de los precios de mercado o sus obligaciones contractuales, podría sufrir pérdidas.
- La Compañía obtuvo el derecho exclusivo de distribuir gas natural en cada una de las tres zonas donde opera, durante un período de 12 años. El último período de exclusividad concluyó en 2011. Por tanto, la Compañía podría enfrentar competencia de parte de otros distribuidores de gas natural en las zonas donde opera.

### **Costo de gas natural**

El costo de gas natural está integrado principalmente por los costos del insumo, los servicios, los materiales de menor importancia utilizados en el proceso de generación de electricidad, la mano de obra y los costos de transportación. Los principales factores que afectan estos costos incluyen lo siguiente:

- Los resultados de la Compañía se ven afectados por los precios de los energéticos, incluyendo los precios de mercado del gas natural, el GNL, la electricidad, el Gas LP y el petróleo. En el supuesto de que los clientes o proveedores de la Compañía incumplan con sus obligaciones contractuales, la Compañía podría verse obligada a celebrar contratos alternativos para adquirir los insumos respectivos a través de otros proveedores, a los precios de mercado vigentes, a fin de cumplir con sus propias obligaciones.
- El negocio de GNL de la Compañía también se ve afectado por los precios de dicho insumo a nivel mundial. Los altos niveles de precios imperantes en los mercados distintos del mercado atendido por la Terminal de GNL han ocasionado y podrían seguir ocasionando que la terminal reciba cantidades de GNL inferiores las previstas,

en los contratos de suministro celebrados con terceros lo cual podría incrementar los costos de la Compañía si ésta se ve obligada a comprar GNL en el mercado abierto a los precios vigentes en el mismo. Además, la falta de recepción de las cantidades previstas de GNL podría afectar la capacidad de la Compañía para mantener los niveles mínimos de GNL necesarios para la operación de la terminal. Los precios de mercado del GNL también afectan las operaciones de comercialización de dicho insumo, que obligan a la Compañía a comprar gas natural en el mercado internacional para cumplir con sus obligaciones contractuales de entrega de gas natural a sus clientes, pudiendo afectar sus utilidades. Véase la sección “—Ingresos”.

- Actualmente, el sistema de distribución Ecogas de la Compañía depende de dos terceros, PEMEX y British Petroleum, para abastecerse del gas natural distribuido a sus clientes. Si alguno de estos proveedores incumple con sus obligaciones de suministro y la Compañía se ve obligada a comprar gas natural de otras fuentes, podría perder clientes, reportar menores volúmenes de ventas y, en algunos casos, verse expuesta a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios de dicho insumo.

#### ***Efectos del tipo de cambio sobre los impuestos a la utilidad***

Las fluctuaciones en el tipo de cambio y el índice de inflación en México pueden dar lugar a variaciones considerables en el gasto por impuestos a la utilidad de la Compañía. La Compañía tiene cuentas por cobrar y pagar denominadas en Dólares que están sujetas a los movimientos del tipo de cambio para efectos fiscales. La Compañía también cuenta con activos y pasivos diferidos denominados en Pesos, que se convierten a Dólares para efectos de la presentación de su información financiera. Además, la Compañía ajusta sus activos y pasivos monetarios con base en la inflación a fin de calcular el importe de sus obligaciones por concepto de impuestos a la utilidad.

#### ***Adquisición de Sempra Gasoductos***

El 30 de abril de 2010 Sempra Energy —el socio que ejerce el control de la Compañía— adquirió a Sempra Gasoductos, cuyos activos incluyen el negocio conjunto con Pemex Gas. El negocio conjunto con Pemex Gas es propietario y operador de varios sistemas de ductos para el transporte, almacenamiento y compresión de gas natural y Gas LP en el norte y centro del país. El 10 de septiembre de 2012, Sempra Energy aportó a la Compañía la totalidad de su participación en Sempra Gasoductos. Esta reorganización se efectuó con el objeto de consolidar dentro de Sempra México todos los activos y operaciones de Sempra Energy en el país. Los resultados de la Compañía incluyen los resultados combinados de Sempra Gasoductos del 30 de abril de 2010 (fecha de adquisición) al 10 de septiembre de 2012 (fecha en que la Compañía tomó control de Sempra Gasoductos) y posteriormente consolidados, incluyendo la participación de la Compañía en la utilidad del negocio conjunto con Pemex Gas —cuyos resultados se contabilizan de conformidad con el método de participación.

#### **i) Resultados de operación**

#### **Resultados de operación—Períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012**

La siguiente tabla contiene un resumen de los resultados de operación de la Compañía durante los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012, incluyendo las variaciones experimentadas por dichos resultados de un período a otro.

	Periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2011	2012	Variación	
			USD\$	%
	<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>			
Ingresos .....	\$629,628	\$454,824	\$(174,804)	(27.8%)
Costo de gas natural .....	(314,936)	(197,708)	117,228	37.2%
Gastos de administración y otros .....	(53,967)	(50,931)	3,036	5.6%
Depreciación y amortización .....	(47,567)	(47,740)	(173)	(0.4)%
Ingreso por interés .....	665	724	59	8.9%
Costo Financiero .....	(13,691)	(8,746)	4,945	36.1%
Otras pérdidas y ganancias .....	(23,575)	(5,599)	17,976	76.3%
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades del negocio conjunto .....	176,557	144,824	(31,733)	(18.0%)
Impuestos a la utilidad .....	(28,269)	(29,734)	(1,465)	(5.2%)
Participación en las utilidades del negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad .....	18,900	32,451	13,551	71.7%
Utilidad del año .....	\$167,188	\$147,541	\$(19,647)	(11.8%)

### Utilidad del año

La siguiente tabla muestra la utilidad de la Compañía durante los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012, incluyendo las variaciones experimentadas de un período a otro. La utilidad por segmento se presenta después de reconocer los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

	Periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2011	2012	Variación	
			USD\$	%
	<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>			
<b>Utilidad (pérdida) del año:</b>				
Segmento Gas .....	\$125,658	\$181,493	\$55,835	44.4%
Segmento Electricidad .....	31,892	(1,211)	(33,103)	Insig.
Corporativo .....	9,638	(32,741)	(42,379)	Insig.
Utilidad (pérdida) del año .....	\$167,188	\$147,541	\$(19,647)	(11.8)%

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

### Segmento Gas

En los primeros nueve meses de 2012, la utilidad del segmento Gas se incrementó en USD\$55.8 millones, equivalentes a un 44.4%, con respecto a la reportada durante el mismo período en 2011, principalmente como resultado de una disminución de USD\$51.8 millones en los impuestos a la utilidad, por una apreciación del Peso en términos reales, y a un aumento de USD\$4.0 millones en la utilidad imputable principalmente al negocio conjunto de Pemex Gas, y relacionado con otras disminuciones en la utilidad.

### Segmento Electricidad

Las pérdidas del segmento Electricidad para el periodo de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2012 fue de USD\$1.2 millones mientras que para el mismo periodo de nueve meses de 2011 se reportó una utilidad de USD\$31.9 millones, debido principalmente a una disminución de



USD\$34.8 millones en la utilidad como resultado de la terminación del contrato que estuvo en vigor hasta septiembre de 2011, y a otros efectos en los ingresos. La disminución estuvo parcialmente contrarrestada por el incremento en las utilidades en la Termoeléctrica de Mexicali, como resultado de un periodo entero de operaciones durante los nueve meses que concluyeron el 30 de septiembre de 2012, comparado con un periodo de inactividad de aproximadamente mes y medio durante el mismo periodo de nueve meses en 2011 debido a un incendio en la planta.

A partir de 2012, Termoeléctrica de Mexicali celebró un nuevo contrato comercial, a través del cual vende la electricidad directamente a los consumidores en la red eléctrica local CAISO, mientras que Sempra Generation actúa como agente para efecto de la comercialización y programación de las ventas de electricidad.

En los primeros nueve meses de 2012, el beneficio por impuestos a la utilidad del segmento Electricidad disminuyó en USD\$9.7 millones con respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a la apreciación del Peso en términos reales.

### Corporativo

Mientras que en los primeros nueve meses de 2011 el segmento Corporativo reportó una utilidad de USD\$9.6 millones, en los primeros nueve meses de 2012 reportó una pérdida de USD\$32.7 millones debido principalmente a un aumento de USD\$63.0 millones en el gasto por impuestos a la utilidad como resultado de la apreciación del Peso en términos reales, contrarrestado parcialmente por una disminución de USD\$11.2 millones por pérdidas en el ajuste del valor de mercado de un swap de tasas de interés.

### Ingresos

La siguiente tabla muestra los ingresos de la Compañía durante los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012, incluyendo las variaciones experimentadas de un periodo a otro. Los ingresos por segmento se presentan después de reconocer los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

	Periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2011	2012	Variación	
			USD\$	%
	<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>			
<b>Ingresos:</b>				
Segmento Gas .....	\$426,030	\$351,841	\$(74,189)	(17.4)%
Segmento Electricidad .....	202,180	101,737	(100,443)	(49.7)%
Corporativo .....	1,419	1,246	(173)	(12.2)%
<b>Total de ingresos .....</b>	<b>\$629,629</b>	<b>\$454,824</b>	<b>\$(174,805)</b>	<b>(27.8)%</b>

### Segmento Gas

Los ingresos del segmento Gas por los primeros nueve meses de 2012 disminuyeron en USD\$74.2 millones, equivalentes a un 17.4%, con respecto al mismo periodo de 2011, principalmente como resultado de una disminución de USD\$60.6 millones en las ventas de gas natural debido a la disminución de los precios del gas natural y del volumen de ventas de GNL.

### Segmento Electricidad

En los primeros nueve meses de 2012, los ingresos del segmento Electricidad disminuyeron en USD\$100.4 millones, equivalentes a una disminución del 49.7% con respecto al mismo período de 2011, como resultado de la terminación del contrato que estuvo en vigor hasta septiembre de 2011, y a otros efectos en los ingresos. La disminución estuvo parcialmente contrarrestada por el incremento en los ingresos en Termoeléctrica de Mexicali, como resultado de un periodo entero de operaciones durante los nueve meses que concluyeron el 30 de septiembre de 2012, comparado con un periodo de inactividad de aproximadamente mes y medio durante el mismo periodo de nueve meses en 2011 debido a un incendio en la planta.

### Costo del gas natural

La siguiente tabla muestra el costo del gas natural durante los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012, incluyendo las variaciones experimentadas de un período a otro. El costo del gas natural por segmento se presenta después de reconocer los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

	Períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2011	2012	Variación	
			USD\$	%
	<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>			
<b>Costo del gas natural:</b>				
Segmento Gas .....	\$183,197	\$116,698	\$66,499	36.3%
Segmento Electricidad .....	131,739	81,010	50,729	38.5%
<b>Costo total del gas natural .....</b>	<b>\$314,936</b>	<b>\$197,708</b>	<b>\$117,228</b>	<b>37.2%</b>

### Segmento Gas

En los primeros nueve meses de 2012, el costo del gas natural disminuyó en USD\$66.5 millones, equivalentes a un 36.3%, con respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente a una disminución de USD\$57.9 millones en el costo del gas natural correspondiente al negocio de GNL.

### Segmento Electricidad

En los primeros nueve meses que concluyeron el 30 de septiembre de 2012, el costo del gas natural disminuyó en USD\$50.7 millones, equivalentes a un 38.5%, con respecto al mismo período del año anterior, como resultado de la terminación del contrato que estuvo en vigor hasta septiembre de 2011. La disminución estuvo parcialmente contrarrestada por el incremento en las utilidades en Termoeléctrica de Mexicali, como resultado de un periodo entero de operaciones durante los nueve meses que concluyeron el 30 de septiembre de 2012, comparado con un periodo de inactividad de aproximadamente mes y medio durante el mismo periodo de nueve meses en 2011 debido a un incendio en la planta.

### Costo financiero

En los primeros nueve meses de 2012 el costo financiero disminuyó en USD\$4.9 millones, equivalentes a un 36.1%, con respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente al pago de ciertos créditos y a los recursos derivados de los nuevos créditos otorgados a la

Compañía por sus filiales, lo cual dio como resultado una disminución en los intereses devengados por la deuda de la Compañía para con empresas filiales.

### **Otras pérdidas y ganancias**

En los primeros nueve meses de 2012 las otras pérdidas y ganancias disminuyeron en USD\$18.0 millones, equivalentes a un 76.3%, con respecto al mismo período de 2011, principalmente al ajuste de la valuación de mercado de una operación de swap de tasas de interés contrarrestadas parcialmente por efectos de tipo de cambio.

### **Impuestos a la utilidad**

Los impuestos a la utilidad por los primeros nueve meses de 2012 ascendieron a USD\$29.7 millones. El impuesto a la utilidad para el periodo de nueve meses que concluyó el 30 de septiembre de 2012 refleja el efecto de la inflación y la conversión de los saldos fiscales de las propiedades, planta y equipo a la moneda funcional, los efectos cambiarios, y el efecto de las pérdidas fiscales no utilizadas que no se reconocieron como activos por impuestos diferidos.

### **Participación en las utilidades de negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad.**

En los primeros nueve meses de 2012 la participación en las utilidades del negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad, se incrementó en USD\$13.6 millones, equivalentes a un incremento de 71.7%, con respecto al mismo período de 2011, principalmente como reflejo de una disminución de USD\$8.2 millones en el impuesto a la utilidad aplicable al negocio conjunto debido a la apreciación del Peso en términos reales, al incremento de la tarifa del Ducto de Gas LP TDF, al incremento de los servicios de transporte en base firme y al ajuste por inflación del Gasoducto San Fernando.

### **UAIDA ajustada**

La siguiente tabla muestra la UAIDA ajustada de la Compañía por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2011 y 2012, incluyendo las variaciones experimentadas de un período a otro. La UAIDA ajustada por segmento se presenta después de reconocer los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

	Períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de			
	2011	2012	Variación	
			USD\$	%
	<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>			
<b>UAIDA ajustada:</b>				
Segmento Gas .....	\$238,413	\$235,593	\$(2,820)	(1.2)
Segmento Electricidad .....	58,076	8,532	(49,544)	(85.3)
Corporativo .....	(707)	(367)	340	48.1
<b>UAIDA ajustada .....</b>	<b>\$295,782</b>	<b>\$243,758</b>	<b>\$(52,024)</b>	<b>(17.6)</b>

La siguiente tabla muestra la reconciliación de la utilidad del año y la UAIDA ajustada correspondiente a los primeros nueve meses de 2011 y 2012.

	Periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
	2011	2012
	<i>(en miles de Dólares)</i>	
Utilidad del año.....	\$167,188	\$147,541
Depreciación y amortización.....	47,567	47,740
Ingreso por interés .....	(665)	(724)
Costo financiero .....	13,691	8,746
Otras pérdidas y ganancias .....	23,576	5,599
Impuestos a la utilidad.....	28,269	29,734
Porción de depreciación, amortización, ingreso por interés y costo financiero, e impuestos a la utilidad de negocios conjuntos.	16,156	5,122
UAIDA ajustada.....	\$295,782	\$243,758

Para consultar la definición de la UAIDA ajustada, así como una explicación de las razones por las que la Compañía presenta esta partida y de las limitaciones de la misma, véase la sección "Presentación de la información—UAIDA ajustada."

#### Resultados de operación—Años terminados el 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011

La siguiente tabla contiene un resumen de los resultados de operación de la Compañía durante los años terminados el 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, incluyendo las variaciones experimentadas por dichos resultados de un año a otro.

	Años terminados el 31 de diciembre de			Variación			
	2009	2010	2011	2009-2010		2010-2011	
	<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>						
Ingresos.....	\$762,779	\$799,737	\$822,476	\$36,958	4.8%	\$22,739	2.8%
Costo de gas natural .....	(360,558)	(436,686)	(422,680)	(76,128)	(21.1%)	14,006	3.2%
Gastos de administración y otros.....	(70,699)	(80,932)	(73,793)	(10,233)	(14.5%)	7,139	8.8%
Depreciación y amortización .....	(55,384)	(62,897)	(63,080)	(7,513)	(13.6%)	(183)	(0.3)%
Ingreso por interés .....	383	545	883	162	42.3%	338	62.0%
Costo financiero .....	(31,993)	(26,581)	(18,182)	5,412	16.9%	8,399	31.6%
Otras pérdidas y ganancias .....	18,864	(13,681)	(16,092)	(32,545)	Insig.	(2,411)	(17.6)%
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades del negocio conjunto	263,392	179,505	229,532	(83,887)	(31.8)%	50,027	27.9%
Impuestos a la utilidad.....	(58,641)	(26,389)	(76,006)	32,252	55.0%	(49,617)	Insig.
Participación en las utilidades del negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad.....	—	18,461	21,577	18,461	100.0%	3,116	16.9%
Utilidad del año.....	\$204,751	\$171,577	\$175,103	\$(33,174)	(16.2)%	\$3,526	2.1%

### Utilidad del año

La siguiente tabla muestra la utilidad de la Compañía durante los años terminados el 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, incluyendo las variaciones experimentadas de un año a otro. La utilidad por segmento se presenta después de reconocer los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

	Años terminados el 31 de diciembre			Variación			
	2009	2010	2011	2009-2010		2010-2011	
<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>							
<b>Utilidad del año:</b>							
Segmento Gas .....	\$197,837	\$192,728	\$141,075	\$(5,109)	(2.6)%	\$(51,653)	(26.8)%
Segmento Electricidad .....	34,268	23,372	37,767	(10,896)	(31.8)%	14,395	61.6%
Corporativo .....	(27,354)	(44,523)	(3,739)	(17,169)	(62.8)%	40,784	91.6%
<b>Utilidad del año .....</b>	<b>\$204,751</b>	<b>\$171,577</b>	<b>\$175,103</b>	<b>\$(33,174)</b>	<b>(16.2)%</b>	<b>\$3,526</b>	<b>2.1%</b>

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

#### Segmento Gas

En 2011, la utilidad del segmento Gas disminuyó en USD\$51.7 millones, equivalentes a un 26.8%, con respecto a la utilidad reportada en 2010, principalmente como resultado de un incremento de USD\$59.1 millones de impuestos a la utilidad en 2011, que a su vez se debió principalmente al efecto de las fluctuaciones en el tipo de cambio sobre los saldos por concepto de impuestos diferidos relacionados con las propiedades, planta y equipo al final del año, a las diferencias cambiarias, a pérdidas fiscales no utilizadas que no se reconocieron como activos por impuestos diferidos, a los efectos de la inflación y a una pérdida de USD\$9.5 millones derivada 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. Véase la sección "Factores que afectan los resultados de operación de la Compañía --Efectos de los tipos de cambio sobre los impuestos a la utilidad". El incremento en el gasto quedó contrarrestado por un aumento de USD\$5.6 millones en las ganancias por valuación al valor razonable del contrato de suministro de gas natural celebrado con JPM Ventures Energy; un aumento de USD\$5.4 millones en los márgenes reducidos por las ventas de gas natural, y un aumento de USD\$3.1 millones en la utilidad imputable al negocio conjunto con Pemex Gas como reflejo del reporte de un año completo de operaciones en 2011 (en comparación con el periodo de ocho meses siguiente a la adquisición del negocio conjunto en 2010).

La utilidad del segmento Gas en 2010, disminuyó en USD\$5.1 millones, equivalentes a un 2.6%, con respecto a la reportada en 2009, debido a una disminución de USD\$16.7 millones generada por la operación del segmento, en 2010 con respecto a 2009. Esta disminución en operaciones se debió principalmente a una disminución de USD\$51.0 millones en la utilidad de 2010 debido a la disminución de los pagos efectuados por parte de Sempra Natural Gas debido a la falta de entrega de embarques requeridos de GNL en 2010 con respecto a 2009, misma que se vio contrarrestada por un incremento de USD\$18.5 millones en la participación en la utilidad del negocio conjunto con Pemex Gas, que reportó resultados durante el período de ocho meses siguiente a su adquisición en abril de 2010; por un aumento de USD\$11.9 millones en la utilidad proveniente de la venta de gas natural como resultado del inicio de las operaciones de comercialización de GNL en el cuarto trimestre de 2009; y a un incremento de USD\$7.3 millones en la utilidad como reflejo del reporte de un año completo de operaciones de la planta de nitrógeno. Los impuestos a la utilidad del segmento Gas disminuyó en USD\$19.8 millones en 2010 con respecto a 2009, principalmente



como resultado del efecto de las fluctuaciones en el tipo de cambio sobre los saldos por concepto de impuestos diferidos relacionados con las propiedades, planta y equipo al final del año, y de los efectos de la inflación. Véase la sección “Factores que afectan los resultados de operación de la Compañía-- Efecto de los tipos de cambio sobre los impuestos a la utilidad”.

De conformidad con un contrato de suministro de GNL celebrado en noviembre de 2009, Sempra Natural Gas está obligada a vender y entregar embarques de GNL a LNG Marketing —la subsidiaria responsable del negocio de comercialización de gas natural de la Compañía; y la Compañía (a través de LNG Marketing) tiene derecho a recibir pagos por Sempra Natural Gas en el supuesto de que esta última no suministre a LNG Marketing las cantidades de GNL estipuladas en el contrato. La Compañía reconoce pagos realizados por Sempra Natural Gas como ingresos generados por su negocio de GNL. Véase la nota 24.5.1 de los estados financieros auditados incluidos en este Prospecto.

#### *Segmento Electricidad*

En 2011, la utilidad del segmento Electricidad se incrementó en USD\$14.4 millones, equivalentes a 61.6% en 2011 con respecto a 2010, principalmente debido a un aumento de USD\$18.1 millones en la utilidad de operación de la Termoeléctrica de Mexicali en 2011, por inactividad en 2010 de la planta por mantenimiento y a causa de un temblor, además de un incremento de USD\$8.0 millones en los gastos por concepto de mantenimiento y de reparación de los daños del temblor en 2010 con respecto a 2011. Este incremento se vio contrarrestado por una disminución de USD\$6.3 millones en el valor razonable del contrato de suministro de gas natural celebrado con JPM Ventures Energy. En 2011, el beneficio por impuestos a la utilidad disminuyó en USD\$12.0 millones con respecto al reportado en 2010, debido principalmente a los efectos de las fluctuaciones en el tipo de cambio sobre los saldos por concepto de impuestos diferidos relacionados con las propiedades, planta y equipo al final del año, y de los efectos de la fluctuación cambiaria.

La utilidad del segmento Electricidad disminuyó en USD\$10.9 millones, equivalentes a un 31.8%, con respecto a la reportada en 2009, debido principalmente a un incremento de USD\$8.8 millones en los gastos de administración y otros en 2010 como resultado de los gastos por concepto de obras de mantenimiento mayores y de los daños sufridos en el temblor.

#### *Corporativo*

En 2011, la pérdida en el corporativo disminuyó en USD\$40.8 millones, equivalentes a un 91.6%, con respecto a 2010, debido principalmente a que en 2011 se reportó un beneficio fiscal de USD\$21.5 millones como resultado de las diferencias permanentes descritas en la sección “—Impuestos a la utilidad”, y a una disminución de USD\$9.8 millones en la valuación y liquidación de una operación de un swap de tasas de interés que se presenta en el rubro de otras ganancias.

La pérdida en el rubro corporativo por 2010 se incrementó en USD\$17.2 millones, equivalentes a un 62.8%, con respecto a 2009, debido principalmente a un aumento de USD\$24.9 millones en las pérdidas por la valuación al valor razonable y liquidación de una operación de swap de tasas de interés contrarrestado parcialmente por una disminución de USD\$5.4 millones en el costo financiero representado por los intereses devengados por la deuda con filiales de la Compañía.

## Ingresos

La siguiente tabla muestra los ingresos de la Compañía durante los años terminados el 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, incluyendo las variaciones experimentadas 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.

	Años terminados el 31 de diciembre			Variación			
	2009	2010	2011	2009-2010		2010-2011	
<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>							
<b>Ingresos:</b>							
Segmento Gas .....	\$527,268	\$585,361	\$550,921	\$58,093	11.0%	\$(34,440)	(5.9)%
Segmento Electricidad .....	234,906	212,197	269,714	(22,709)	(9.7)%	57,517	27.1%
Corporativo .....	605	2,179	1,841	1,574	Insig.	(338)	(15.5)%
<b>Total de ingresos .....</b>	<b>\$762,779</b>	<b>\$799,737</b>	<b>\$822,476</b>	<b>\$39,958</b>	<b>4.8%</b>	<b>\$22,739</b>	<b>2.8%</b>

### Segmento Gas

Los ingresos del segmento Gas en 2011 disminuyeron en USD\$34.4 millones, equivalentes a un 5.9%, con respecto a 2010, principalmente como resultado de una disminución de USD\$85.7 millones en las ventas de gas natural ocasionada por una disminución del 22.1% en el volumen de ventas de dicho insumo como resultado de la recepción de menos embarques de GNL y la reducción de los precios de venta. La disminución de los ingresos quedó contrarrestada parcialmente por un incremento de USD\$53.4 millones en los pagos realizados a la Compañía por parte de Sempra Natural Gas debido a su incapacidad de entregar los embarques requeridos de GNL de conformidad con el contrato de suministro celebrado entre LNG Marketing con Sempra Natural Gas.

En 2010, los ingresos del segmento Gas se incrementaron en USD\$58.1 millones, equivalentes a un 11.0%, con respecto a 2009, principalmente debido a un aumento de USD\$142.5 millones en el volumen de ventas de gas natural como resultado del incremento de los embarques de GNL recibidos, a un aumento de USD\$13.3 millones en los ingresos generados por la planta de inyección de nitrógeno (que comenzó a prestar servicios en diciembre de 2009), a un aumento de USD\$11.1 millones en los ingresos derivados de la distribución de gas natural, principalmente debido a un aumento generalizado del 13.6% en el insumo procesado por cliente, y un aumento en las tarifas de distribución de gas natural aprobadas por la CRE, contrarrestado por una disminución de USD\$116.8 millones en los ingresos imputables a los pagos realizados a la Compañía por parte de Sempra Natural Gas debido a su incapacidad de entregar los embarques requeridos de GNL.

### Segmento Electricidad

El ingreso del segmento de Electricidad en 2011 aumentó USD\$57.5 millones, o el 27.1%, en comparación con el 2010, debido a los efectos en las ventas y otros efectos en los ingresos de nuestra planta Termoeléctrica de Mexicali, como consecuencia del temblor y el mantenimiento relacionados con el tiempo de inactividad de la planta en 2010. Los ingresos del segmento de energía disminuyeron USD\$22.7 millones, o el 9.7%, en 2010 en comparación con 2009, debido principalmente a la inactividad de la planta por mantenimiento y el temblor.

### Corporativo

Los ingresos generados por el segmento Corporativo están integrados principalmente por contraprestaciones cobradas a empresas afiliadas no subsidiarias, por algunos servicios de

contabilidad y preparación de información financiera prestados, así como otros servicios y el uso de diversas instalaciones.

### **Costo de gas natural**

La siguiente tabla muestra el costo de gas natural durante los años terminados el 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, incluyendo las variaciones experimentadas de un año a otro. El costo de gas natural por segmento se presenta después de reconocer los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

	Años terminados el 31 de diciembre			Variación			
	2009	2010	2011	2009-2010		2010-2011	
<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>							
<b>Costo de gas natural:</b>							
Segmento Gas.....	\$196,768	\$295,607	\$240,826	(\$98,839)	(50.2%)	\$54,781	18.5%
Segmento Electricidad .....	163,790	141,079	181,854	22,711	13.9%	(40,775)	(28.9)%
<b>Costo total de gas natural .....</b>	<b>\$360,558</b>	<b>\$436,686</b>	<b>\$422,680</b>	<b>(\$76,128)</b>	<b>(21.1)%</b>	<b>\$14,006</b>	<b>3.2%</b>

#### **Segmento Gas**

En 2011, el costo de gas natural para el segmento Gas disminuyó en USD\$54.8 millones, equivalentes a un 18.5%, con respecto a 2010, principalmente debido a una disminución de USD\$48.0 millones en dichos costos como resultado de la entrega de menores volúmenes de GNL.

El costo de gas natural en el segmento Gas por 2010 se incrementó en USD\$98.8 millones, equivalentes a un 50.2%, con respecto a 2009, principalmente debido a un incremento de USD\$93.6 millones relacionado con el inicio de operaciones de LNG Marketing en el cuarto trimestre de 2009.

#### **Segmento Electricidad**

En 2011, el costo de gas natural para el segmento Electricidad se incrementó en USD\$40.8 millones, equivalentes a un 28.9%, con respecto a 2010, debido principalmente al crecimiento de las operaciones de la Termoeléctrica de Mexicali tras la inactividad de la planta con fines de mantenimiento y a causa del temblor arriba descritos. El costo de gas natural por 2010 disminuyó en USD\$22.7 millones, equivalentes a un 13.9%, con respecto a 2009, principalmente debido a la inactividad de la planta con fines de mantenimiento y a causa del temblor.

#### **Gastos de administración y otros**

Los gastos de administración y otros en 2011 disminuyeron en USD\$7.1 millones, equivalentes a un 8.8%, con respecto a 2010, principalmente como resultado de la disminución de los gastos de administración y otros imputables al segmento Electricidad debido a que las labores de mantenimiento y reparación realizadas en 2011 fueron mínimas, mientras que en 2010 la Termoeléctrica de Mexicali fue objeto de reparaciones significativas debido al temblor registrado en dicho año. En 2010, los gastos de administración y otros se incrementaron en USD\$10.2 millones, equivalentes al 14.5%, con respecto a 2009, principalmente como resultado del aumento en los gastos de administración y otros imputables al segmento Electricidad debido a las obras de mantenimiento y reparación relacionadas con el temblor mencionadas anteriormente.

### ***Depreciación y amortización***

En 2011, el gasto por depreciación y amortización se mantuvo relativamente estable con respecto al reportado en 2010. El gasto por depreciación y amortización por 2010 se incrementó en USD\$7.5 millones, equivalentes a un 13.6%, con respecto a 2009, debido principalmente a la ampliación de la Terminal de GNL para prestar servicios de inyección de nitrógeno.

### ***Costo Financiero***

El costo financiero en 2011 disminuyó en USD\$8.4 millones, equivalentes a un 31.6%, debido principalmente a que en 2011 se efectuaron pagos de principal por USD\$688.1 millones a las filiales de la Compañía; pero dicha disminución se vio contrarrestada parcialmente por el otorgamiento de nuevos créditos por USD\$488.1 millones por dichas filiales en 2011, mismos que dieron lugar a una disminución del 37.4% en los intereses devengados sobre la deuda para con filiales en 2011 en comparación con 2010. En 2010 el costo financiero disminuyó en USD\$5.4 millones, equivalentes a un 16.9%, principalmente debido a que en 2010 se efectuaron pagos de principal por USD\$931.5 millones a ciertas filiales; pero dicha disminución se vio contrarrestada parcialmente por el otorgamiento de nuevos créditos por USD\$816.2 millones por dichas filiales, mismos que dieron lugar a una disminución en los intereses devengados por la deuda para con filiales.

### ***Otras pérdidas y ganancias***

En 2011 las otras pérdidas aumentaron en USD\$2.4 millones, al pasar de USD\$13.7 millones en 2010 a USD\$16.1 millones, en 2011, principalmente debido al efecto negativo de la valuación de una operación de swap de tasas de interés y su correspondiente liquidación; y se vieron contrarrestadas parcialmente por una ganancia cambiaria reportada en 2011. En 2010, las otras pérdidas y ganancias tuvieron una variación de USD\$32.5 millones, al pasar de USD\$18.9 millones en 2009 a USD\$13.7 millones en 2010. La pérdida reportada en 2010 se debió a las liquidaciones del swap y quedó contrarrestada parcialmente por una ganancia cambiaria. La ganancia reportada en 2009 se debió principalmente a los efectos de la valuación del swap de tasas de interés. La Compañía asignó estas ganancias y pérdidas al rubro corporativo.

### ***Impuestos a la utilidad***

Los impuestos a la utilidad en 2011 ascendieron a USD\$76.0 millones. Los impuestos a la utilidad en 2011 reflejaron incrementos en comparación con 2010 debidos al efecto de la inflación y la conversión de los saldos fiscales de las propiedades, planta y equipo a la moneda funcional, y a ajustes a la inflación, y disminuciones como resultado de los efectos cambiarios, y el efecto de las pérdidas fiscales no utilizadas que no se reconocieron como activos por impuestos diferidos.

En 2010, los impuestos a la utilidad ascendieron a USD\$26.4 millones. Los impuestos a la utilidad en 2010 reflejaron incrementos en comparación con 2009 como resultado de los efectos cambiarios, ajustes relacionados con la inflación y el efecto de las pérdidas fiscales no utilizadas que no se reconocieron como activos por impuestos diferidos, y disminuciones como resultado de efecto de la inflación y la conversión de los saldos fiscales de las propiedades, planta y equipo a la moneda funcional.

Los impuestos a la utilidad por 2009 ascendieron a USD\$58.6 millones. Los impuestos a la utilidad en 2009 reflejaron incrementos como resultado de efectos cambiarios, ajustes relacionados con la inflación y el efecto de las pérdidas fiscales no utilizadas que no se reconocieron como activos por impuestos diferidos, y disminuciones como resultado del efecto de la inflación y la conversión de los saldos fiscales las propiedades, planta y equipo.

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

En 2011 la participación en las utilidades del negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad, se incrementó en USD\$3.1 millones, equivalentes a un 16.9%, con respecto a 2010, principalmente como reflejo del reporte de un año completo de operaciones del negocio conjunto con Pemex Gas en 2011, que se contabiliza de conformidad con el método de participación, en comparación con tan sólo ocho meses de operación en 2010.

En 2010, año en el que la Compañía adquirió a Sempra Gasoductos, la participación en las utilidades de negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad, ascendió a USD\$18.5 millones. En 2009 la Compañía no participó en los resultados del negocio conjunto.

**UAIDA ajustada**

La siguiente tabla muestra la UAIDA ajustada de la Compañía por los años terminados el 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, incluyendo las variaciones experimentadas de un año a otro. La UAIDA ajustada por segmento se presenta después de reconocer los efectos de las operaciones entre las distintas subsidiarias de la Compañía.

	Años terminados el 31 de diciembre			Variación			
	2009	2010	2011	2009-2010		2010-2011	
<i>(en miles de Dólares, salvo los porcentajes)</i>							
UAIDA ajustada:							
Segmento Gas .....	\$279,651	\$272,987	\$304,577	\$(6,664)	(2.4)%	\$31,590	11.6%
Segmento Electricidad .....	54,451	41,869	70,051	(12,582)	(23.1)%	28,182	67.3%
Corporativo .....	(2,580)	19	(1,342)	2,599	Insig.	(1,361)	Insig.
UAIDA ajustada.....	<b>\$331,522</b>	<b>\$314,875</b>	<b>\$373,286</b>	<b>\$(16,647)</b>	<b>(5.0)%</b>	<b>\$58,411</b>	<b>18.6%</b>

La siguiente tabla muestra la reconciliación de la utilidad del año y la UAIDA ajustada correspondiente a 2009, 2010 y 2011.

	Años terminados el 31 de diciembre		
	2009	2010	2011
<i>(en miles de Dólares)</i>			
Utilidad del año .....	\$204,751	\$171,577	\$175,103
Depreciación y amortización.....	55,384	62,897	63,080
Ingreso por interés .....	(383)	(545)	(883)
Costo Financiero .....	31,993	26,581	18,182
Otras pérdidas y ganancias .....	(18,864)	13,681	16,092
Impuestos a la utilidad.....	58,641	26,389	76,006
Participación en la depreciación, amortización, ingreso por interés, costo financiero e impuestos a la utilidad del negocio conjunto.....	—	14,294	25,706
UAIDA ajustada.....	<b>\$331,522</b>	<b>\$314,874</b>	<b>\$373,286</b>

Para consultar la definición de la UAIDA ajustada, así como una explicación de las razones por las que la Compañía presenta esta partida y de las limitaciones de la misma, véase la sección "Presentación de la información—UAIDA ajustada."

**ii) Situación financiera, liquidez y recursos de capital.**

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 de las operaciones están representados por entradas de efectivo por los ingresos; y salidas de efectivo por los incrementos del capital de trabajo necesarios para el crecimiento de nuestros 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, así como su capacidad de endeudamiento serán suficientes para cubrir sustancialmente sus futuras inversiones en activos y pagos de dividendos. 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**

	Años terminados el 31 de diciembre		
	2009	2010	2011
	<i>(en miles de Dólares)</i>		
Efectivo generado por actividades de operación .....	\$324,659	\$207,183	\$297,909
Efectivo (usado) generado por actividades de inversión .....	(83,034)	(27,438)	(25,751)
Efectivo utilizado en actividades de financiamiento .....	(243,154)	(141,026)	(298,067)
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período .....	14,281	54,379	27,364

### **Efectivo generado por las actividades de operación**

El efectivo generado por actividades de operación fue de USD\$297.9 millones en 2011 comparado con USD\$207.2 millones en 2010, principalmente debido al aumento de cobros de las cuentas por cobrar, las ventas de inventario y otros activos, y el incremento en las cuentas por pagar y otras

cuentas por pagar. Además, los impuestos a la utilidad disminuyeron a USD\$61.5 millones en 2011 de USD\$71.5 millones en. En 2010 el efectivo neto generado por las operaciones disminuyó con respecto a 2009 cuando fue de USD\$324.7 millones, principalmente debido a una disminución del 7.3% en el margen bruto, al incremento del capital de trabajo relacionado principalmente con los inventarios y otros activos, y a un incremento de USD\$68.0 millones en los impuestos a la utilidad pagados en 2010 en comparación con 2009.

**Efectivo (usado) generado por actividades de inversión**

El departamento de finanzas y tesorería de la Compañía exige que ésta mantenga 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 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. En 2010 el efectivo neto utilizado en actividades de inversión ascendió a USD\$27.4 millones, debido principalmente a la inversión de USD\$37.8 millones en la adquisición de propiedades, planta y equipo; y se vio contrarrestado parcialmente por los flujos de efectivo positivos derivados de la contribución del efectivo de Sempra Gasoductos a la Compañía. En 2009 el efectivo neto utilizado en actividades de inversión ascendió a USD\$83.0 millones, debido principalmente a la adquisición de propiedades, planta y equipo.

**Efectivo utilizado en actividades de financiamiento**

En 2011 el efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento ascendió a USD\$298.1 millones, debido principalmente a la aplicación de USD\$688.1 millones al pago de deuda a filiales de la Compañía; y quedó contrarrestado parcialmente por la recepción de nuevos créditos por USD\$488.1 millones de parte de sus filiales. Además, en 2011 la Compañía pago dividendos por USD\$80.0 millones a su sociedad controladora. En 2010 el efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento ascendió a \$141.0 millones, debido principalmente a la aplicación de USD\$931.5 millones al pago de deuda a filiales; y quedó contrarrestado por la recepción de nuevos créditos por USD\$816.2 millones de parte de sus filiales. En 2009 el efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento ascendió a \$243.2 millones, debido principalmente a la aplicación de USD\$1,200.3 millones al pago de deuda a filiales; y quedó contrarrestado por la recepción de nuevos créditos por USD\$989.5 millones de parte de sus filiales. En 2009 y 2010 la Compañía no pagó dividendos.

**Deuda insoluta**

	Años terminados el 31 de diciembre		
	2009	2010	2011
	<i>(en miles de Dólares)</i>		
Cuentas por pagar a partes relacionadas a largo plazo.....	\$650,043	\$534,705	\$334,660

Todas las obligaciones significativas por concepto de deuda están relacionadas con créditos otorgados a la Compañía por filiales no consolidadas.

En 2009, 2010 y 2011 la Compañía recibió créditos de Sempra Global, sociedad filial de Sempra Energy, por USD\$721.0 millones, USD\$576.0 millones y USD\$267.0 millones, respectivamente. En 2009, 2010 y 2011 la Compañía realizó pagos por USD\$816.0 millones, USD\$891.0 millones y

USD\$240.0 millones, respectivamente, sobre créditos con filiales. Estos créditos vencen entre el 10 de noviembre de 2013 y el 15 de diciembre de 2027; y devengan intereses a tasas variables basadas en la tasa federal para los certificados a mediano plazo emitidos por la Tesorería de los Estados Unidos (que para 2009, 2010 y 2011 fue equivalente a una tasa anual promedio del 2.4%, el 2.4% y el 2.0%, respectivamente).

En 2011 la Compañía recibió un crédito por USD\$215.0 millones de su filial Sempra Chile, S.A. Este crédito vence el 16 de noviembre de 2014 y devenga intereses a una tasa variable basada en la tasa LIBOR a seis meses más 250 puntos base (que en 2011 fue equivalente a una tasa anual promedio del 3.1%). Véase la nota 7.3 a los estados financieros auditados incluidos en este Prospecto.

La Compañía considera que su posición financiera le proporciona la flexibilidad necesaria para fondear una porción de su deuda existente y para recurrir a los mercados de valores en caso de que se le presenten oportunidades para efectuar inversiones en nuevos proyectos o adquisiciones, evitándole incurrir en altos niveles de apalancamiento que puedan limitar su crecimiento futuro.

### **Inversiones en activos**

La Compañía tiene planeado seguir implementando diversas estrategias de inversión en el sector 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 2009, 2010 y 2011 la Compañía efectuó inversiones en activos por USD\$83.4 millones, USD\$43.3 millones y USD\$26.6 millones, respectivamente. Estas inversiones en activos estuvieron relacionadas principalmente con la adquisición de propiedades, planta y equipo, así como con pagos realizados de conformidad con el contrato de prestación de servicios a largo plazo celebrado para la Termoeléctrica de Mexicali.

La Compañía estima que en 2012 sus inversiones en activos, excluyendo las relacionadas con cualesquiera adquisiciones, ascenderán a aproximadamente USD\$45.5 millones y se destinarán principalmente a los rubros de propiedades, planta y equipo, inversiones e intereses capitalizados, como se muestra en la siguiente tabla. El proyecto de desarrollo del Gasoducto Sonora, adjudicado a la Compañía en 2012 por la CFE, que a partir de ese año requerirá una inversión de aproximadamente USD\$1,000 millones adicionales, lo cual ya se ve reflejado en la siguiente tabla.

La siguiente tabla muestra las inversiones en activos presupuestadas para 2012, 2013 y 2014.

	Segmento Gas	Segmento Electricidad
	(en millones de Dólares)	
	2012	
Propiedades, plantas y equipo.....	42.0	3.5
	2013	
Propiedades, plantas y equipo.....	377.0	67.9
	2014	
Propiedades, plantas y equipo.....	276.6	91.5

### Obligaciones contractuales

La siguiente tabla contiene un resumen de las obligaciones contractuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2011, 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.

	Menos de 1 año	1 a 2 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
	(en miles de Dólares)				
Obligaciones de deuda a largo plazo con partes relacionadas.....	\$73,102	\$262,564	\$6,747	\$92,372	\$434,785
Obligaciones de compra.....	11,526	19,426	9,096	16,286	56,334
<b>Total.....</b>	<b>\$84,628</b>	<b>\$281,990</b>	<b>\$15,843</b>	<b>\$108,658</b>	<b>\$491,119</b>

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. Además, los instrumentos financieros derivados contratados por la Compañía le imponen a esta última las obligaciones descritas en la sección "*—Información cuantitativa y cualitativa con respecto a los riesgos de mercado—Instrumentos financieros derivados*".

### Acuerdos no reflejados en el estado de posición financiera

Al 31 de diciembre de 2011 la Compañía no tenía celebrado ningún acuerdo adicional a los reflejados en su estado de posición financiera

### Información cuantitativa y cualitativa con respecto a los riesgos de mercado

#### *Instrumentos financieros derivados*

La Compañía celebra operaciones con instrumentos financieros derivados para reducir su exposición a las fluctuaciones de los precios del gas natural y ayudar a reducir la exposición de sus clientes a los cambios en los precios de dicho insumo. Además, la Compañía utiliza instrumentos derivados sobre tasas de interés para ayudar a administrar su exposición a las fluctuaciones en dichas tasas. Estos instrumentos se negocian con instituciones de reconocida solvencia y se establecen límites para cada institución. Por cuestión de política, la Compañía celebra operaciones con instrumentos financieros derivados única y exclusivamente para contrarrestar y administrar su exposición a los riesgos de mercado.

La Compañía reconoce en su estado consolidado y combinado de posición financiera todos los activos o pasivos derivados de sus operaciones con instrumentos financieros, al valor razonable de

los mismos, independientemente de los fines para los que los mantenga. El valor razonable se determina con base en los precios de cotización de los instrumentos respectivos en mercados de valores reconocidos, o en precios derivados de datos observables ya sea directa o indirectamente. Cuando los instrumentos no se cotizan en ningún mercado de valores, su valor razonable se calcula de conformidad con técnicas de valuación reconocidas en el sector financiero que utilizan modelos estándar a nivel industria.

Los instrumentos derivados se registran inicialmente a su valor razonable a la fecha de celebración del contrato respectivo; y posteriormente se actualizan con base en su valor razonable al cierre de cada período contable. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en los resultados.

Al 30 de septiembre de 2011 la Compañía utilizó instrumentos financieros derivados para cubrir fluctuaciones en: (i) precios en el gas natural; y (ii) tasas de interés, de conformidad con la tabla que se inserta a continuación.

La siguiente tabla muestra la información cuantitativa comparativa de los instrumentos financieros derivados de la Compañía al 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011, y al 30 de septiembre de 2011 y 2012:





Información Cuantitativa Comparativa al 30 de septiembre de 2011 y 2012:

Tipo de derivado, valor o contrato	Fines de cobertura u otros fines, tales como negociación/posición larga o corta	Fecha de Inicio	Fecha de Vencimiento	Monto nominal/Valor nominal		Valor del activo subyacente/variable de referencia		Valor razonable Activo (Pasivo)		Montos de vencimiento por año Sep 2012 (Ingreso) Gasto	Montos de vencimiento por año Sep 2011 (Ingreso) Gasto	Colateral/Ingresos de crédito/Valores dados en garantía
				al 30 de septiembre 2011	al 30 de septiembre 2012	al 30 de septiembre 2011	al 30 de septiembre 2012	al 30 de septiembre 2011	al 30 de septiembre 2012			
Swap tasa de interés	Cobertura	16-Sep-05	15-Sep-07	176,001,716	168,804,635	tasa variable de interés (LIBOR a 3 meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0%.	tasa variable de interés (LIBOR a 3 meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0%.	(42,952,999)	(45,309,333)	2,162,770	18,642,384	N/A
Compra de gas natural	Cobertura	01-Sep-09	30-Sep-14	70,000 MMBtu/d	70,000 MMBtu/d	la liquidación se basa en el índice de California Southern ("índice SOCAL").	la liquidación se basa en el índice de California Southern ("índice SOCAL").	6,207,336	6,143,040	284,812	4,013,916	N/A
Venta de gas natural	Cobertura	01-Sep-09	30-Sep-14	515,000 MMBtu/d	515,000 MMBtu/d	la liquidación se basa en el índice de SOCAL menos un descuento	la liquidación se basa en el índice de SOCAL menos un descuento	(10,079,303)	(8,317,757)	(925,971)	(5,402,186)	N/A
Swap de precios de materias primas/contratos de ventas futuras a sus clientes industriales y comerciales	Cobertura	Varias	Varias	600,000 MMBtu/M	336,000 MMBtu/M	la liquidación se basa en el índice de Permian Basin	la liquidación se basa en el índice de Permian Basin	1,034,107	227,573	680,139	176,337	Corporate guarantee, LC Cash Deposit
Swap de precios de gas natural a nombre de sus clientes: industriales, comerciales y residenciales	Cobertura	Varias	Varias	600,000 MMBtu/M	336,000 MMBtu/M	la liquidación se basa en el índice de Permian Basin	la liquidación se basa en el índice de Permian Basin	(3,188,843)	(227,573)	(680,139)	(3,837,980)	Corporate guarantee, LC Cash Deposit

Información Cuantitativa Comparativa al 31 de diciembre de 2009, 2010, 2011 y 2012:

Tipo de derivado, valor o contrato	Fines de cobertura u otros fines, tales como negociación /posición larga o corta	Fecha de Inicio	Fecha de Vencimiento	Monto nominal/Valor nominal			Valor del activo subyacente/variable de referencia				Valor razonable Activo (Pasivo)	al 31 de diciembre 2010	al 31 de diciembre 2011	Montos de vencimiento por año 2009* (Ingreso) Gasto	Montos de vencimiento por año 2010 (Ingreso) Gasto	Montos de vencimiento por año 2011 (Ingreso) Gasto	Colateral/ Líneas de crédito/Valores dados en garantía
				al 31 de diciembre de 2009	al 31 de diciembre de 2010	al 31 de diciembre de 2011	al 31 de diciembre 2009	al 31 de diciembre 2010	al 31 de diciembre 2011								
Swap tasa de interés	Cobertura	16-Sep-05	15-Sep-27	187,761,920	181,166,113	174,236,058	tasa variable de interés (LIBOR a 3 meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0%	tasa variable de interés (LIBOR a 3 meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0%	tasa variable de interés (LIBOR a 3 meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0%	(15,844,862)	(24,310,615)	(43,146,563)	(26,440,629)	8,465,753	18,835,948	N/a	
Compra de gas natural	Cobertura	01-Sep-09	30-Sep-14	70,000	70,000	70,000	liquidación se basa en el índice de Southern California (*índice SOCAL*)	liquidación se basa en el índice de Southern California (*índice SOCAL*)	liquidación se basa en el índice de Southern California (*índice SOCAL*)	4,952,071	10,221,252	6,427,852	(5,372,643)	(5,269,181)	3,793,400	N/a	
Venta de Swap de precios de materias primas/contratos Ventas futuras a sus clientes industriales y comerciales	Cobertura	01-Sep-09	30-Sep-14	515,000	515,000	515,000	liquidación se basa en el índice de SOCAL menos un descuento	liquidación se basa en el índice de SOCAL menos un descuento	liquidación se basa en el índice de SOCAL menos un descuento	(13,706,466)	(9,243,728)	4,075,125	1,775,023	(6,237,761)	N/a	N/a	
	Cobertura	Varias	Varias	1,380,000	600,000	300,000	liquidación se basa en el índice de Permian Basin	liquidación se basa en el índice de Permian Basin	liquidación se basa en el índice de Permian Basin	2,838,841	1,210,444	907,712	223,242	1,626,397	302,732	Corporate guarantee and LC	

Swap de precios de materias primas / compras futuras de gas natural a nombre de sus clientes: industriales, comerciales y residenciales	Cobertura	ECO	Varias	Varias	10,122,851	MMBlus	3,857,872	MMBlus	300,000	la liquidación se basa en el índice de Permian Basin	la liquidación se basa en el índice de Permian Basin	la liquidación se basa en el índice de Permian Basin	(12,036,756)	(7,026,823)	(907,712)	(6,487,292)	(5,011,933)	(6,119,111)	Corporate guarantee and LC
---	-----------	-----	--------	--------	------------	--------	-----------	--------	---------	--	--	--	--------------	-------------	-----------	-------------	-------------	-------------	----------------------------

### *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.

### *Exención por uso propio*

Los contratos que han sido y serán celebrados con el propósito de recibir y entregar alguna partida no financiera, de acuerdo con las expectativas de compra, venta o requerimientos 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 son excluidos del tratamiento de la contabilidad de instrumentos derivados.

### *Objetivos de la administración del riesgo financiero*

Las actividades de la Compañía pueden exponerla a riesgos financieros, incluyendo el riesgo de mercado, que incluye el riesgo relacionado con las fluctuaciones en los tipos de cambio, el riesgo relacionado con las fluctuaciones en las tasas de interés, el riesgo relacionado con las fluctuaciones en los precios de los insumos, el riesgo de crédito y el riesgo de liquidez. La Compañía procura minimizar los posibles efectos negativos de estos riesgos en su desempeño financiero a través de un programa integral de administración de riesgos. La Compañía utiliza instrumentos financieros derivados y no derivados para cubrir su exposición a ciertos riesgos financieros derivados de los activos y pasivos reflejados en su estado consolidado y combinado de posición financiera, así como los riesgos no reflejados en el mismo (tales como los compromisos en firme y las operaciones proyectadas que muy probablemente llegarán a celebrarse). El proceso de administración de los riesgos financieros y el uso de instrumentos financieros derivados y no derivados están sujetos a las políticas y los controles internos de la Compañía.

La Compañía identifica, evalúa, monitorea y administra en forma centralizada los riesgos financieros de sus subsidiarias operativas con base en una serie de políticas de establecimiento de límites por lo que respecta a cada tipo de riesgo, incluyendo lineamientos para determinar el nivel admisible de pérdidas y los casos en los que es adecuado utilizar ciertos instrumentos financieros (incluyendo los casos en que dichos instrumentos pueden clasificarse como coberturas o deben registrarse como mantenidos con fines de negociación, como es el caso de ciertos instrumentos derivados y ciertos contratos de swap de tasas de interés). El departamento de auditoría interna revisa continuamente que la administración de la Compañía cumpla con las políticas establecidas y con los límites de exposición.

### *Riesgo de mercado*

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

La Compañía cuenta con una serie de políticas en cuanto a la administración de su riesgo de mercado y sus actividades comerciales. Los directivos relevantes de la sociedad controladora de la Compañía participan en los comités responsables del establecimiento de dichas políticas, supervisan el proceso de administración de riesgos y monitorean los resultados de las negociaciones y de otras actividades para cerciorarse del cumplimiento de las políticas establecidas al respecto por la Compañía. Lo anterior incluye, de manera enunciativa pero no limitativa, el monitoreo diario de las posiciones de mercado que generan riesgos crediticios, riesgos

de liquidez y riesgos de mercado. Los órganos de vigilancia y los comités respectivos son independientes de los departamentos responsables de la adquisición de insumos energéticos.

La Compañía celebra distintos tipos de operaciones con instrumentos financieros derivados para administrar su exposición a los riesgos relacionados con las fluctuaciones en los precios de los insumos y las tasas de interés, incluyendo:

- Swaps de tasas de interés, para mitigar el riesgo de incremento de dichas tasas , y
- Contratos de cobertura de los precios del gas natural para protegerse contra la volatilidad de dichos precios.

No ha ocurrido ningún cambio significativo en la exposición de la Compañía a los riesgos de mercado o en la forma en que ésta administra y evalúa dichos riesgos.

#### *Análisis del valor en riesgo (VaR)*

El valor en riesgo (por sus siglas en inglés, el "VaR") representa la posible pérdida en la utilidad antes de impuestos bajo condiciones de mercado normales durante un determinado período de tenencia dado un determinado nivel de confianza. La metodología para el cálculo del VaR proporciona una perspectiva estadísticamente definida, basada en factores de probabilidad, que toma en consideración la volatilidad del mercado y la diversificación de riesgo al reconocer las posiciones susceptibles de compensarse y las correlaciones entre los productos y mercados. Permite valorar en forma consistente los riesgos relacionados con toda la gama de mercados y productos, así como sumar los riesgos medidos para obtener una sola medida.

La Compañía utiliza el VaR en conjunto con otras herramientas para medir su exposición a los riesgos de mercado relacionados principalmente con los instrumentos derivados mantenidos en relación con los insumos. La Compañía calcula dichos riesgos con base en las volatilidades y correlaciones históricas entre los distintos instrumentos y posiciones.

El VaR representa un cálculo estadístico de la cantidad que una cartera puede perder durante el período de tiempo indicado, dado el intervalo de confianza utilizado. Al utilizar un VaR con un intervalo de confianza del 95%, se excluyen las posibles pérdidas que excedan de dicho porcentaje. El uso de datos históricos implica que quizá no se capturen los posibles movimientos extremos adversos debido a que los mismos no ocurrieron durante el período de tiempo considerado en el cálculo. No existe garantía de que las pérdidas reales no excederán del VaR.

En tanto que el VaR captura la exposición diaria de la Compañía a los riesgos relacionados con las fluctuaciones en los precios de los insumos y las tasas de interés, el análisis de sensibilidad evalúa el impacto de un cambio potencial en dichos precios y tasas durante un período de un año.

La Compañía calcula en VaR asumiendo un período de tenencia de un día y un intervalo de confianza del 95%. El VaR por un día al 95% representa un nivel de probabilidad del 95% de que la pérdida diaria no excederá del VaR reportado.



El VaR se calculó utilizando el método de varianza-covarianza.

VaR histórico (un día al 95%) por tipo de riesgo	Al 31 de diciembre		
	2009	2010	2011
	(en miles de Dólares)		
Swaps de tasas de interés .....	\$1,763	\$2,728	\$1,679
Compraventa de gas natural.....	233	105	64
Swaps de insumos a precio fijo.....	552	159	—
Total de exposición del VaR .....	1,751	2,747	1,670

#### *Riesgo de insumos en materias primas*

El riesgo de mercado relacionado con los insumos físicos se deriva de la volatilidad y las bases de suministro de ciertos insumos. Las distintas subsidiarias de la Compañía están expuestas en diversas medidas al riesgo relacionado con la volatilidad de los precios, incluyendo principalmente los precios imperantes en los mercados del gas natural. La Compañía tiene como política administrar este riesgo en un contexto en el que se tomen en consideración las características distintivas de estos mercados y el entorno operativo y regulatorio de cada subsidiaria.

En términos generales, la Compañía está expuesta al riesgo relacionado con los precios de los insumos debido a sus actividades en el mercado del GNL y a las operaciones de su segmento Electricidad. La Compañía puede celebrar operaciones relacionadas con estos insumos a fin de optimizar los rendimientos de los activos afectos a dichos negocios. Por lo general, estas operaciones se negocian con base en los índices del mercado, pero también es posible incluir compras y ventas de insumos a precio fijo. La exposición residual, en su caso, se monitorea en la forma antes descrita.

#### *Administración del riesgo cambiario*

La Compañía tiene inversiones en entidades cuya moneda funcional, no es el Dólar. Además, las subsidiarias de la Compañía cuya moneda funcional es el Dólar cuentan con saldos denominados en Pesos, lo cual expone a la Compañía a los riesgos relacionados con las fluctuaciones en los tipos de cambio.

El principal objetivo de la Compañía por lo que respecta a la reducción de su riesgo cambiario consiste en preservar el valor económico de sus inversiones y reducir la volatilidad de sus utilidades debido a las fluctuaciones en los tipos de cambio. Como se mencionó anteriormente, la Compañía celebra operaciones denominadas en moneda extranjera y, por tanto, está expuesta a las fluctuaciones en los tipos de cambio principalmente de Pesos. La siguiente tabla muestra los valores contables de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera de la Compañía al cierre de cada uno de los períodos indicados, según la moneda funcional de sus subsidiarias.

	Al 31 de diciembre de		
	2009	2010	2011
	(en miles de Dólares)		
<b>Activos monetarios:</b>			
Subsidiarias cuya moneda funcional es el Dólar.....	\$34,439	\$26,723	\$20,089
Subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso.....	50,795	36,769	61,872
<b>Pasivos monetarios:</b>			
Subsidiarias cuya moneda funcional es el Dólar.....	\$13,304	\$15,530	\$9,907
Subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso.....	3,811	4,882	9,785

#### Análisis de la sensibilidad de moneda extranjera

La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la Compañía a un aumento o una disminución del 10% en el valor del Dólar frente al Peso. La Compañía utiliza un índice de sensibilidad del 10% para reportar internamente su riesgo cambiario a sus directivos relevantes. Dicho porcentaje proporciona a la administración de la Compañía un punto de referencia por lo que respecta a la posible fluctuación de los tipos de cambio. El análisis de sensibilidad incluye exclusivamente las partidas monetarias insolutas denominadas en moneda extranjera y ajusta la conversión de dichas partidas al cierre del periodo respectivo asumiendo un cambio del 10% en los tipos de cambio aplicables. El análisis de sensibilidad incluye los préstamos entre filiales que están denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de la acreditante o la acreditada.

Tratándose de las subsidiarias cuya moneda funcional es el Dólar, las cifras negativas mostradas en la siguiente tabla representan una disminución en la utilidad o el capital debido a un incremento del 10% en el valor del Dólar frente al Peso. Una disminución del 10% en el valor del Dólar frente al Peso tendría un efecto inverso similar en la utilidad y el capital, en cuyo caso las cifras serían positivas.

Tratándose de las subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso, las cifras positivas mostradas en la siguiente tabla representan un incremento en la utilidad o el capital debido a un aumento del 10% en el valor del Dólar frente al Peso. Una disminución del 10% en el valor del Dólar frente al Peso tendría un efecto inverso similar en la utilidad y el capital, en cuyo caso las cifras serían negativas.

	Subsidiarias cuya moneda funcional es el Dólar			Subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
	(en miles de Dólares)					
Utilidad <sup>(1)</sup> .....	\$(733)	\$(1,345)	\$(3,882)	\$—	\$—	\$—
Otras partidas de utilidad integral <sup>(2)</sup>	—	—	—	2,087	2,990	2,154

- (1) Imputable principalmente a la exposición de los saldos por cobrar denominadas en Pesos mantenidas al cierre del periodo respectivo por las subsidiarias cuya moneda funcional es el Dólar.
- (2) Imputable principalmente a la exposición de los saldos por cobrar denominadas en Dólares mantenidas al cierre del periodo respectivo por las subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso.

En 2011 la sensibilidad a las fluctuaciones en los tipos de cambio de las subsidiarias cuya moneda funcional es el Dólar aumentó principalmente debido al pago de impuestos estimados en términos consolidados.

En 2011 la sensibilidad a las fluctuaciones en los tipos de cambio de las subsidiarias cuya moneda funcional es el Peso disminuyó principalmente debido a la reducción de la deuda para con filiales del socio que ejerce el control de la Compañía.

### *Administración del riesgo relacionado con las tasas de interés*

En 2005 la Compañía celebró ciertas operaciones con instrumentos derivados para cubrir los pagos futuros de intereses sobre los USD\$450 millones en créditos que tenía proyectado contratar con terceros para la construcción de la terminal de GNL. Dichas operaciones se clasificaron como coberturas de flujos de efectivo. En 2007 la Compañía determinó que probablemente no tendría que efectuar los pagos cubiertos debido a un cambio en sus necesidades de financiamiento externo. Por tanto, la Compañía reclasificó a resultados como otras pérdidas y ganancias una ganancia USD\$30 millones sobre las citadas coberturas de flujos de efectivo que anteriormente se habían reportado dentro de la utilidad integral; y reconoció en términos prospectivos, como otras pérdidas y ganancias, los cambios en el valor razonable de los instrumentos respectivos. Al 30 de septiembre de 2012, únicamente se encontraba vigente un contrato de swap de tasas de interés por un importe nacional de USD\$174 millones, en virtud del cual la Compañía recibe una tasa variable basada en la tasa LIBOR a 3 meses y paga una tasa fija del 5.0%. Este contrato de swap vence el 15 de diciembre de 2027.

La Compañía reconoce los cambios en el valor razonable y las liquidaciones del contrato de swap de tasas de interés como "otras ganancias (pérdidas)" en su estado consolidado y combinado de resultados.

### *Administración del riesgo de crédito*

El riesgo de crédito se refiere al riesgo de que alguna contraparte incumpla con sus obligaciones contractuales y le ocasione una pérdida financiera a la Compañía. La Compañía administra su riesgo de crédito a través de un procedimiento de aprobación de crédito, así como del establecimiento y monitoreo de límites de crédito con base en consideraciones normales de riesgo y rendimiento en la industria.

Al igual que en el caso del riesgo de mercado, la Compañía cuenta con políticas y procedimientos para administrar los riesgos de crédito de cada uno de sus segmentos. La aplicación de dichas políticas y procedimientos está a cargo del departamento competente de cada subsidiaria, bajo la supervisión de la administración.

Tratándose del negocio de distribución de gas natural, la Compañía aplica distintos criterios en materia de crédito dependiendo del tipo de servicio solicitado por el cliente. La labor de supervisión incluye la revisión mensual de todos los saldos adeudados por los principales clientes por el departamento de crédito y cobranza, a fin de cerciorarse de que los clientes estén cumpliendo con los términos de sus contratos. La Compañía considera que ha constituido provisiones adecuadas para el caso de que sus contrapartes incumplan con sus obligaciones.

En todos los demás negocios, una vez que los proyectos en desarrollo de la Compañía entran en operación, dependen en gran medida de la capacidad de sus respectivos proveedores para cumplir con sus obligaciones a largo plazo, así como de la capacidad de la propia Compañía para hacer valer los términos de los contratos respectivos en caso de incumplimiento.

### *Administración del riesgo de liquidez*

La administración del riesgo de liquidez corresponde en última instancia a los directivos relevantes de la Compañía. La Compañía considera que sus directivos han establecido lineamientos adecuados para la administración de dicho riesgo y de sus necesidades de financiamiento y liquidez. Véase la nota 19 a los estados financieros auditados incluidos en este Prospecto.

### iii) Control Interno

#### Controles internos

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 socios 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 sistemas modernos y eficientes 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.

#### c) Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas.

##### **Políticas contables críticas y principales fuentes de incertidumbre en las estimaciones**

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 auditados y sus estados financieros por períodos parciales no auditados. 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 auditados y sus estados financieros por periodos parciales no auditados. Véase la nota 4 a los estados financieros auditados incluidos en este Prospecto.

### ***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. Véase la nota 9 a los estados financieros auditados incluidos en este Prospecto.

### ***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 y los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos, las IFRS, 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, 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 deliberaciones futuras del IASB y el Comité para la Interpretación de las IFRS 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 futuros 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 el IAS 39, titulado *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 exención está dirigida a los contratos ordinarios de suministro físico, pero también identifica como instrumentos derivados 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 periodo respectivo involucraban un riesgo significativo de que los valores en libros de los activos y pasivos reflejados en los estados financieros consolidados y combinados 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 períodos 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 que espera 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 se revisa periódicamente con base en el valor actual estimado, a la fecha del estado consolidado y

combinado de posición financiera, de los futuros costos a incurrirse con motivo del retiro de dichos activos de conformidad con lo dispuesto por la ley o de acuerdo con las obligaciones contractuales de la Compañía. Las fechas de pago del importe total de los costos estimados de desmantelamiento a futuro son inciertas y dependen de la vida de los activos de larga duración, pero actualmente se prevé que fluctuarán entre 25 y 50 años. La Compañía calcula la reserva relacionada con sus obligaciones de retiro de activos con base en la tasa del “costo de sus préstamos a largo plazo” —que representa el costo de los préstamos a 30 años para las empresas pertenecientes a la misma industria que cuentan con calificaciones de crédito similares, de acuerdo con Bloomberg.

#### *Valuación de instrumentos financieros (medición del valor razonable)*

La Compañía estima el valor razonable de ciertos tipos de instrumentos financieros utilizando técnicas de valuación que incluyen factores basados en datos de mercados observables. Véase la nota 19 a los estados financieros auditados incluidos en este Prospecto.

La Compañía considera que las técnicas de valuación y los supuestos utilizados para determinar el valor razonable de sus instrumentos financieros, son adecuados.

#### *Asignación del precio de compra de Sempra Gasoductos por Sempra Energy*

La asignación del precio de compra exige que la mayoría de los activos adquiridos y pasivos asumidos identificables, se midan a valor razonable. El valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos como resultado de la inversión efectuada por Sempra Energy en Sempra Gasoductos, se calculó con base en los mismos supuestos que en opinión de la Compañía serían utilizados para dicho efecto por otros participantes en el mercado.

#### *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 irrecuperables 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 período 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 período 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 período contable.



## V. ADMINISTRACIÓN

### a) Audidores Externos.

Los auditores externos del Emisor son Deloitte México, Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C., y lo han sido desde 1996. Durante los últimos tres ejercicios, el Auditor Externo no ha emitido una opinión con salvedad, una opinión negativa, ni se ha abstenido de emitir opinión acerca de los estados financieros del Emisor.

Por el servicio de auditoría al ejercicio 2011, el Auditor Externo cobró aproximadamente USD\$1.1 millones.

En adición a los estados financieros anuales, el Auditor Externo realizó también para el ejercicio 2011 las siguientes funciones:

- Estudios de Precios de Transferencia,
- Diagnóstico de IFRS y,
- Entrenamiento de implementación y otros asuntos relacionados con cumplimiento de aspectos fiscales.

El Auditor Externo cumple con los requisitos de independencia establecidos en el artículo 83 de la Circular Única de Emisoras.

### b) Operaciones con personas relacionadas y conflicto de intereses.

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 2009, en las que uno o varios de sus consejeros o directivos relevantes, o algún familiar inmediato o filial de dichas personas, o el socio que ejerce el control de la Compañía o alguna filial de dicho socio, 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 partes relacionadas*

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. Cada uno de estos contratos devenga intereses pagaderos anualmente el 31 de diciembre de cada año. 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 30 de septiembre de 2012.

Acreeador	Límite del crédito	Monto principal insoluto	Tasa de interés	Fecha de vencimiento
Sempra Global	USD\$ 1,000 millones	USD\$ 28.0 millones	0.89% (tasa federal para los certificados a mediano plazo emitidos por la Tesorería de los Estados Unidos)	10 de noviembre de 2013
Sempra Oil Trading	USD\$ 100 millones	USD\$ 91.7 millones	2.93% (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 Chile	USD\$ 215.0 millones	USD\$ 215.0 millones	3.23% (tasa LIBOR a seis meses + 250 puntos base)	16 de noviembre de 2014
Sempra Generation	USD\$ 12.0 millones	USD\$ 0.3 millones	2.7% (tasa federal para los certificados a mediano plazo emitidos por la Tesorería de los Estados Unidos a partir de agosto de 2003)	31 de diciembre de 2027
Sempra Services Company	USD\$ 2.5 millones	USD\$ 0.08 millones	2.21% (tasa LIBOR a 30 días + 200 bps)	31 de enero de 2013

Durante el período comprendido del 1 de enero de 2009 al 30 de septiembre de 2012, el saldo insoluto más elevado (incluyendo principal e intereses) adeudado por la Compañía de conformidad con los contratos de crédito celebrados con Sempra Global, Sempra Oil Trading, Sempra Chile, Sempra Generation y Sempra Services Company ascendió a USD\$363.1 millones, USD\$91.7 millones, USD\$215.0 millones, USD\$2.7 millones y USD\$0.2 millones, respectivamente. Durante dicho período, la Compañía efectuó pagos de principal por USD\$1,772 millones e intereses por USD\$8.8 millones a Sempra Global; pagos de principal por USD\$2.5 millones e intereses por USD\$11.5 millones a Sempra Oil Trading; intereses por USD\$0.8 millones a Sempra Chile S.A.; pagos de principal USD\$2.6 millones a Sempra Generation; y pagos de principal USD\$0.1 millones e intereses por USD\$0.001 millones a Sempra Services Company.

#### *Créditos totalmente pagados por partes relacionadas*

Desde el 1 de enero de 2009 la Compañía obtuvo los siguientes créditos de parte de filiales de su sociedad controladora, todos los cuales han quedado totalmente saldados:

- En 2009 y 2010 la Compañía obtuvo de SET International ciertos créditos a largo plazo que devengaron intereses a una tasa variable calculada con base en la tasa LIBOR a seis meses, más 394 puntos base. El saldo insoluto más elevado (incluyendo principal e intereses) adeudado por la Compañía en relación con estos créditos entre el 1 de enero de 2009 y la fecha de liquidación de los mismos ascendió a USD\$301.0 millones. Durante dicho período la Compañía efectuó pagos de principal por USD\$301.6 millones e intereses por USD\$24.5 millones en relación con dichos créditos. La Compañía liquidó el saldo insoluto de estos créditos en 2011.
- En 2010, la Compañía obtuvo de SE Holdings VII un crédito a largo plazo que devengó intereses a una tasa variable calculada con base en la tasa LIBOR a seis meses, más 394 puntos base. El saldo insoluto más elevado (incluyendo principal e intereses) adeudado por la Compañía en relación con este crédito entre el 1 de enero de 2009 y la fecha de liquidación del mismo ascendió a USD\$202.0 millones. Durante dicho período la Compañía efectuó pagos de principal por USD\$199.0 millones e intereses por USD\$9.4 millones en relación con dicho crédito. La Compañía liquidó el saldo insoluto de este crédito en 2011.



- Con anterioridad a 2009 la Compañía obtuvo de SEI Holdings un crédito a largo plazo que devengó intereses a una tasa del 7.0%. El saldo insoluto más elevado (incluyendo principal e intereses) adeudado por la Compañía en relación con este crédito entre el 1 de enero de 2009 y la fecha de liquidación del mismo ascendió a USD\$186.9 millones. Durante dicho período la Compañía efectuó pagos de principal por USD\$177.5 millones e intereses por USD\$9.6 millones en relación con dicho crédito. La Compañía liquidó el saldo insoluto de este crédito en 2009.
- Con anterioridad a 2009 y en el transcurso de dicho año, la Compañía obtuvo de SE Holdings VI ciertos créditos a largo plazo que devengaron intereses a una tasa variable calculada con base en la tasa federal para los certificados a mediano plazo emitidos por la Tesorería de los Estados Unidos, más 200 puntos base. El saldo insoluto más elevado (incluyendo principal e intereses) adeudado por la Compañía en relación con estos créditos entre el 1 de enero de 2009 y la fecha de liquidación de los mismos ascendió a USD\$195.9 millones. Durante dicho período la Compañía efectuó pagos de principal por USD\$192.0 millones e intereses por USD\$4.1 millones en relación con dichos créditos. La Compañía liquidó el saldo insoluto de estos créditos en 2009.
- Con anterioridad a 2009 la Compañía obtuvo de Sempra Services Company, S. de R.L. de C.V. ("Sempra Services Company"), un crédito a largo plazo que devengó intereses a una tasa variable calculada con base en la tasa LIBOR a seis meses más 100 puntos base. El saldo insoluto más elevado (incluyendo principal e intereses) adeudado por la Compañía en relación con este crédito entre el 1 de enero de 2009 y la fecha de liquidación del mismo ascendió a USD\$0.7 millones. Durante dicho período la Compañía efectuó pagos de principal por USD\$2.1 millones y una cantidad mínima de intereses en relación con dicho crédito. La Compañía liquidó el saldo insoluto de este crédito en 2009.

#### *Créditos otorgados a partes relacionadas*

Desde el 1 de enero de 2009 la Compañía ha otorgado los siguientes créditos a filiales de su sociedad controladora:

- En 2009, 2010 y 2011, la Compañía otorgó a Sempra Services Company varios créditos a largo plazo que devengaron intereses a una tasa variable calculada con base en la tasa federal para los certificados a mediano plazo emitidos por la Tesorería de los Estados Unidos. El saldo insoluto más elevado (incluyendo principal e intereses) adeudado a la Compañía en relación con estos créditos entre el 1 de enero de 2009 y la fecha de liquidación de los mismos ascendió a USD\$0.5 millones. Durante dicho período la Compañía recibió pagos de principal por USD\$2.8 millones e intereses por USD\$10,037 en relación con dichos créditos. Sempra Services Company liquidó el saldo insoluto de estos créditos en 2011.
- 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 Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) a 28 días, más 178 puntos base. Esta línea está sujeta a un límite de MXN\$10.0 millones y vence 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 30 de septiembre 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.

## Garantías y cartas de crédito

Sempre Energy, el socio 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 la Compañía, 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\$40.0 millones
Termoeléctrica de Mexicali	Gasoducto Baja Oriente	Contrato de prestación de servicio de transporte en 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 en base firme, de fecha 15 de abril de 2011	Garantía por USD\$100.0 millones
LNG Marketing	Gasoducto Baja Oriente	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 Baja Oriente	Contrato de prestación de servicio de transporte en base firme, de fecha 1 de mayo de 2008	Garantía por USD\$59.6 millones
LNG Marketing	Gasoducto Baja Oriente	Contrato de prestación de servicio de transporte en base firme, de fecha 15 de febrero de 2002	Garantía por USD\$62.3 millones
LNG Marketing	Gasoducto Baja Occidente	Contrato de prestación de servicio de transporte en 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 en base firme, de fecha 29 de noviembre de 2004	Garantía por USD\$282.0 millones
Energía Costa Azul	Shell	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento en base firme, de fecha 17 de abril de 2009	Garantía ilimitada
Energía Costa Azul	Gazprom	Contrato de prestación de servicio de almacenamiento en base firme, de fecha 17 de abril de 2009	Garantía ilimitada
Sempre México	Royal Bank of Scotland plc	Contrato de swap de tasas 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\$5.0 millones
Sempre México	Santander México	Carta de Crédito, emitida por Banco Santander (México) en favor de la CFE, de fecha 31 de octubre de 2012	Garantía por USD\$90.0 millones
Gasoducto Baja Oriente	Intergen	Contrato de prestación de servicio de transporte en base firme, de fecha 8 de febrero de 2002	Garantía por USD\$12.0 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	Contrato de suministro de electricidad, de fecha 21 de enero de 2005	Carta de crédito por USD\$85.0 millones
Gasoducto Aguaprieta	Stupp Corporation	Contrato de suministro de ductos, de fecha 20 de noviembre de 2012	USD\$155.3 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 a vender electricidad a SDG&E. Véase la sección “—*Contratos de compraventa de electricidad*” que se incluye a continuación. 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**

Recientemente la Compañía celebró un contrato de prestación de servicios de administración de electricidad con Sempra Generation. De conformidad con este contrato, con efecto 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 el cuarto trimestre de 2012 la Compañía reconoció una pérdida de aproximadamente USD\$5.0 millones en relación con la Termoeléctrica de Mexicali, a fin de reflejar el impacto económico del cambio de modelo operativo de esta planta en los resultados de la Compañía por el año completo. 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 2009, 2010 y 2011, el monto total recibido de Sempra Generation de conformidad con el contrato anterior, ascendió a aproximadamente USD\$174.6 millones, USD\$153.2 millones y USD\$181.9 millones respectivamente, y por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2012 USD\$83.5 millones.

La Compañía anticipa suministrar la totalidad de la electricidad generada por la etapa inicial del potencial proyecto eólico Energía Sierra Juárez a su filial estadounidense Energía Sierra Juárez U.S., para su posterior venta por esta última a SDG&E de conformidad con un contrato de compraventa celebrado en abril 2011, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones financieras y la obtención de las autorizaciones gubernamentales correspondientes, incluyendo por parte de la CRE y la CFE. Este contrato tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la primera entrega de electricidad que se efectúe al amparo del mismo; y establece una tarifa fija por megavatio hora sujeta a ajuste con base en factores relacionados con la hora del día. Aunque actualmente la Compañía tiene previsto comenzar a entregar electricidad dentro del plazo previsto en el calendario de desarrollo incluido en el contrato, en el supuesto de que no logre cumplir con ello la Compañía anticipa que estará obligada al pago de daños por una cantidad diaria equivalente a una porción del apoyo crediticio obtenido para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones bajo el contrato. Si una vez que el potencial proyecto entre en operación la Compañía no entrega cuando menos el 70% de la cantidad de electricidad convenida, durante cualquier período de dos años (salvo por causas de fuerza mayor o como resultado de actos del gobierno), la Compañía anticipa que estará obligada a compensar a su filial estadounidense por la deficiencia. Además, si la Compañía no entrega cuando menos el 50% de la cantidad de electricidad pactada, en cualquier período de dos años, la Compañía anticipa que incurrirá en una causal de incumplimiento de dicho contrato.

## **Contrato de compraventa de gas natural**

En 2009 la Compañía celebró diversos contratos con RBS Sempra Energy Trading México —una filial del socio 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 Electricidad de la Compañía para su uso en la Termoeléctrica de Mexicali. Los costos de 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, para efecto de lo cual la Compañía pagó USD\$1.1 millones y USD\$1.1 millones en 2011 y 2010, respectivamente. En 2009, 2010 y 2011 la Compañía pagó a RBS Sempra Energy Trading México aproximadamente USD\$44.0 millones, USD\$85.8 millones y USD\$30.2 millones, respectivamente, en relación con sus compras de gas natural, los servicios de programación y otros servicios prestados de conformidad con dichos contratos. En 2009, 2010 y 2011 RBS Sempra Energy Trading México pagó a la Compañía aproximadamente USD\$42.8 millones, USD\$83.6 millones y USD\$29.8 millones, respectivamente, en relación con el gas natural vendido a dicha empresa por el negocio de GNL de la Compañía.

En septiembre de 2011, RBS Sempra Energy Trading México cedió sus obligaciones bajo sus contratos con la Compañía a JPM Ventures Energy, un tercero independiente. Véanse las secciones *“Actividad principal, canales de distribución, principales clientes e información de mercado, por segmento de negocio —Segmento Gas—GNL—Contratos de compra de GNL y venta de gas natural”* y *“Actividad principal, canales de distribución, principales clientes e información de mercado, por segmento de negocio —Segmento Electricidad—Generación de electricidad a partir de gas natural: Termoeléctrica de Mexicali—Principales contratos—Contrato de compraventa de gas natural”*.

Los contratos con JPM Ventures Energy vencen en septiembre de 2014. La Compañía anticipa celebrar contratos con sus filiales durante el primer trimestre del 2013 con el fin de llevar a cabo las funciones de programación y coordinación actualmente realizadas por JPM Ventures Energy tras el vencimiento de sus contratos, a precios similares a los establecidos en los contratos con JPM Ventures Energy.

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

La Compañía tiene celebrado un contrato de transporte en base firme con Southern California Gas Company —una filial del socio 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 2009, 2010, 2011 y el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2012, la Compañía pagó aproximadamente USD\$2.2 millones, USD\$1.3 millones, USD\$1.3 millones y USD\$0.8 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 Baja Oriente y el Gasoducto Baja Occidente, 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. La siguiente tabla contiene un resumen de los principales términos de estos contratos.



Ciente	Transportista	Cantidad	Tarifa contratada <sup>(1)</sup>
Southern California Gas Company	Gasoducto Baja Oriente	200,000 Dth/d	MXN\$ 1.4083/Dth
Southern California Gas Company	Gasoducto Baja Oriente	150,000 Dth/d	USD\$ 0.2280/Dth
Southern California Gas Company	Gasoducto Baja Occidente	200,000 Dth/d	MXN\$ 0.8429/Dth
Southern California Gas Company	Gasoducto Baja Occidente	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 2011 y el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2012, la Compañía recibió aproximadamente USD\$0.2 millones y USD\$0.1 millones, respectivamente, como contraprestación por los servicios de transporte prestados a Southern California Gas Company de conformidad con estos contratos. Las cantidades recibidas al amparo de estos contratos en 2009 y 2010 fueron inferiores a USD\$120,000.

En 2007 la Compañía celebró un contrato de interconexión con SDG&E, en virtud del cual se obligó a reembolsar a esta última los gastos relacionados con ciertas mejoras a los interconectores de sus gasoductos. En 2009 y 2010 la Compañía pagó a SDG&E USD\$1.6 millones y USD\$0.3 millones, respectivamente, por concepto de dichas mejoras. En 2011 la Compañía no efectuó ningún reembolso.

#### **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. Durante 2009, 2010, 2011 y el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2012, LNG Marketing pagó a Sempra Natural Gas aproximadamente USD\$6.0 millones, USD\$275.2 y USD\$51.1 millones y USD\$32.8 millones, respectivamente, de conformidad con este contrato.

En el supuesto de que Sempra Natural Gas entregara a LNG Marketing menos de 8.2 millones de metros cúbicos (1,880 mth) anuales de GNL, salvo por causas de fuerza mayor, estaba obligada a cubrir los costos incurridos por LNG Marketing en relación con la capacidad fija contratada por ésta última con la Terminal de GNL y el negocio de gasoductos. En 2009, 2010, 2011 y el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2012, Sempra Natural Gas realizó dichas transacciones a LNG Marketing aproximadamente por USD\$173.4 millones, USD\$ 56.6 millones, USD\$109.9 millones y USD\$77.9 millones, respectivamente, de conformidad con este contrato.

Recientemente, la Compañía dio por terminado el contrato bajo el cual adquiriría 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 vence en agosto de 2029.

#### **Contrato 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



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 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 embarques de GNL y la coordinación del uso de su terminal marítima por las otras partes.

### **Contrato de compraventa de gas natural con Sempra Natural Gas**

En abril de 2008 la Compañía celebró un contrato de compraventa de gas natural con Sempra Natural Gas, de conformidad con el cual la Compañía vende a Sempra Natural Gas sus excedentes de gas natural regasificado, una vez cumplidas las obligaciones de suministro de LNG Marketing para con sus otros clientes. En 2009, 2010 y 2011, Sempra Natural Gas pagó a LNG Marketing aproximadamente USD\$5.7 millones, USD\$117.1 millones y USD\$7.8 millones, respectivamente, por el gas natural vendido bajo este contrato. Durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2009, Sempra Natural Gas no efectuó compras de gas natural a LNG Marketing.

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 a la Compañía económicamente irrelevante si adquiere este gas en el mercado o compra GNL a Sempra Natural Gas. En 2009, 2010, 2011 y los primeros nueve meses de 2012, la Compañía pagó a Sempra Natural Gas aproximadamente USD\$38.2 millones, USD\$57.1 millones, USD\$209.4 millones y USD\$111.0 millones, respectivamente, de conformidad con este contrato.

### **Compras de gas natural a Sempra Generation**

De conformidad con un contrato de compraventa de gas, que en 2009 fue reemplazado por el contrato con RBS Sempra Energy Trading México, en 2009 la Compañía pagó a Sempra Generation USD\$65.7 millones por concepto de la compra de gas natural para la Termoeléctrica de Mexicali.

### **Contrato 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, 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 Electricidad 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 2009, 2010, 2011 y los primeros nueve meses de 2012, la Compañía pagó a Sempra Servicios México un total de aproximadamente USD\$1.0 millones, USD\$0.8 millones, USD\$1.5 millones y USD\$1.0 millones, respectivamente, por concepto de dichos servicios.

- Sempra Services Company presta diversos servicios administrativos a los segmentos Gas y Electricidad de la Compañía, incluyendo servicios administrativos. En 2009, 2010, 2011 y los primeros nueve meses de 2012, la Compañía pagó a Sempra Services Company un total de aproximadamente USD\$4.9 millones, USD\$3.2 millones, USD\$1.8 millones y USD\$1.2 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 2009, 2010, 2011 y los primeros nueve meses de 2012, la Compañía realizó operaciones con Sempra Pipelines and Storage por un total de aproximadamente USD\$0.8 millones, USD\$0.7 millones, USD\$3.0 millones y USD\$0.1 millones, respectivamente, por concepto de dichos servicios.
- Sempra LNG Corporation presta diversos servicios al segmento Gas de la Compañía, incluyendo servicios administrativos. En 2009, 2010, 2011 y los primeros nueve meses de 2012, la Compañía pagó a Sempra LNG Corporation un total de aproximadamente USD\$5.9 millones, USD\$2.4 millones, USD\$5.4 millones y USD\$1.2 millones, respectivamente, por concepto de dichos servicios.
- Sempra Global presta servicios administrativos de carácter general al corporativo de la Compañía. En 2010, 2011 y los primeros nueve meses de 2012, la Compañía pagó a Sempra Global un total de aproximadamente USD\$0.3 millones, USD\$0.2 millones y USD\$0.2 millones, respectivamente, por concepto de dichos servicios.

En enero de 2013, la Compañía celebró con Sempra U.S. Gas & Power, una filial del accionista 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 que ejerce el control de la Compañía, incluyendo software, soporte técnico, seguridad y servicios administrativos. La Compañía prevé pagar a Sempra U.S. Gas & Power, conforme a este contrato, una tarifa de aproximadamente USD\$7.0 millones al año. Este contrato tiene una vigencia inicial de cinco años.

#### **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 socio 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 Baja Oriente, el Gasoducto Baja Occidente, 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. En 2011 y los primeros nueve meses de 2012, la Compañía pagó a Sempra Midstream aproximadamente USD\$0.4 millones y USD\$0.3 millones, respectivamente, como contraprestación por los servicios de control de gas prestados por esta última de conformidad con estos contratos. En los siguientes años, las cantidades pagadas por la Compañía a Sempra Midstream se ajustarán con base en la inflación.

## Otras operaciones con partes relacionadas

El socio 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 2009, 2010, 2011 y los primeros nueve meses de 2012, la Compañía recibió ingresos por un total de aproximadamente USD\$0.6 millones, USD\$2.2 millones, USD\$1.8 millones y USD\$1.2 millones, respectivamente, como resultado de estas operaciones.

La Compañía presta servicios administrativos a Sempra Pipelines & Storage. En 2010 y los primeros nueve meses de 2012 este contrato le reportó a la Compañía ingresos por un total de aproximadamente USD\$0.2 millones y USD\$0.2 millones, respectivamente. Los ingresos percibidos por la Compañía en relación con este contrato en 2009 y 2010 ascendieron a menos de USD\$120,000.

En el pasado, la Compañía y Sempra Energy Solutions —una filial del socio que ejerce el control de la Compañía— han celebrado operaciones de cobertura respecto de los precios del gas natural pagados por los clientes del negocio de distribución. En 2009 Sempra Energy Solutions pagó a la Compañía USD\$2.4 millones en relación con estas operaciones de cobertura. En 2010 la Compañía pagó a Sempra Energy Solutions aproximadamente USD\$0.2 millones en relación con dichos contratos de cobertura. La Compañía dio por terminadas estas operaciones en 2010.

De conformidad con un contrato celebrado en 2009 con RBS Sempra Commodities —una filial del socio que ejerce el control de la Compañía—, RBS Sempra Commodities prestó al segmento Gas de la Compañía ciertos servicios de suministro, programación, balanceo y administración de riesgos. En 2009 y 2010 la Compañía pagó aproximadamente USD\$21.3 millones y USD\$26.0 millones, respectivamente, de conformidad con este contrato. En noviembre de 2010 RBS Sempra Commodities cedió este contrato a un tercero.

En 2008 la Compañía y Sempra Natural Gas celebraron un contrato en virtud del cual esta última podía utilizar la capacidad de transporte reservada por la Termoeléctrica de Mexicali en el Gasoducto Baja Oriente. En 2009 y 2010, Sempra Natural Gas pagó a la Compañía aproximadamente USD\$1.1 millones y USD\$0.9, respectivamente, millones en relación con este contrato. Este contrato se dio por terminado en enero de 2011.

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 el periodo de nueve meses que concluyó el 30 de septiembre de 2012 y los años que concluyeron el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, la Compañía pagó a Sempra Generation por estos servicios aproximadamente USD\$1.3 millones, USD\$0.8 millones, USD\$2.2 millones y USD\$2.8 millones, respectivamente.

### c) Gerentes y Socios.

#### 1. Gerentes

La administración de la Compañía está a cargo de un Consejo de Gerentes. El Consejo debe estar integrado por el número de miembros que en su caso determine la Asamblea General de Socios. Se podrá nombrar a un número correspondiente de Gerentes Suplentes. Las personas que formen el Consejo de Gerentes ocuparán sus cargos según lo resuelva la Asamblea General de Socios de que los designe, podrán ser reelectos cuantas veces se estime conveniente y continuarán en el desempeño de sus funciones hasta que su o sus sucesores, según corresponda, hayan sido designados y hayan tomado posesión de sus cargos.

La Asamblea General de Socios designará a un Presidente de entre los miembros del Consejo de Gerentes. La Asamblea también podrá designar a un Secretario de la Compañía que no requerirá ser miembro del Consejo de Gerentes.

Las sesiones del Consejo de Gerentes de la Compañía deberán ser consideradas legalmente convocadas en virtud de primera o ulterior convocatoria, cuando estén presentes la mayoría de los Gerentes, ya sean los mismos o sus suplentes, y las resoluciones adoptadas en las Sesiones del Consejo serán válidas cuando se adopten mediante voto favorable de la mayoría de los gerentes.

La Asamblea General de Socios o el Consejo de Gerentes podrán designar a uno o más funcionarios de la Compañía, a quienes se les conferirán los poderes y facultades que sean necesarios, dentro del ámbito de facultades y limitaciones que tenga el Consejo de Gerentes, en los términos de los estatutos sociales. Dichos funcionarios ocuparán sus cargos indefinidamente hasta que renuncien a sus cargos o sus poderes y facultades sean revocados por la Asamblea General de Socios o el Consejo de Gerentes.

El Consejo de Gerentes tiene los siguientes poderes:

- a) Poder general amplísimo para pleitos y cobranzas,
- b) Poder general para actos de administración,
- c) Poder general para representar a la sociedad en juicios o procedimientos laborales,
- d) Poder general amplísimo para girar, aceptar, efectuar, endosar, protestar, librar, suscribir, certificar, y en cualquier forma, emitir títulos de crédito en nombre y por cuenta de la sociedad, y
- e) Poder general amplísimo para otorgar y revocar poderes generales y especiales.

Actualmente fungen como consejeros de la Compañía las siguientes personas:

#### **Integración del Consejo de Gerentes de la Compañía**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>
Carlos Ruiz Sacristán	Presidente del Consejo de Gerentes
George Sam Liparidis	Miembro del Consejo de Gerentes
Mark Alan Snell	Miembro del Consejo de Gerentes
Arturo Infanzón Favela	Miembro del Consejo de Gerentes
Luis Eduardo Pawluszek	Miembro del Consejo de Gerentes
Randall Lee Clark	Secretario No-miembro del Consejo
René Buentello Carbonell	Prosecretario No-miembro del Consejo
Rodrigo Cortina Cortina	Prosecretario No-miembro del Consejo

Los Consejeros que integran el Consejo de Gerentes de la Compañía a esta fecha, fueron designados y/o ratificados en la Asamblea General de Socios de la Compañía, celebrada el 31 de enero de 2013.

Actualmente los principales funcionarios de la Compañía son las siguientes personas:

#### **Funcionarios de la Compañía**

Nombre	Cargo
Carlos Ruiz Sacristán	Director General Ejecutivo y Presidente del Consejo de Gerentes
Arturo Infanzón Favela	Vice-Presidente de Operaciones y Finanzas
Gerardo De Santiago Tona	Vice-Presidente Operaciones y de Construcción
Tania Ortiz Mena López Negrete	Vice-Presidente de Asuntos Externos y Desarrollo de negocios
Manuela Molina Peralta	Vice-Presidente de Finanzas
René Buentello Carbonell	Abogado General
Roberto Rubio Macías	Contralor

Los actuales funcionarios de la Compañía fueron designados y/o ratificados en la Asamblea General de Socios de la Compañía, celebrada el 5 de diciembre de 2012.

#### **Remuneraciones de los consejeros y funcionarios relevantes**

El cargo de consejero de la Compañía es honorario, por lo que los miembros del consejo de gerentes desempeñan sus funciones sin remuneración alguna. El Comisario y los Secretarios tampoco reciben emolumento alguno por el desempeño de sus funciones.

Durante el año que terminó el 31 de diciembre de 2012, el importe total de las remuneraciones pagadas por la Compañía a sus funcionarios relevantes, como grupo, ascendió a USD\$1.9 millones. La Compañía revisa continuamente los sueldos, bonos, planes de pensiones, retiro y otros planes de compensación económica, a fin de ofrecer remuneraciones competitivas a los miembros de su administración.

A la fecha de presentación de este Prospecto, el tipo de compensaciones y prestaciones que reciben los funcionarios relevantes comprenden los siguientes rubros:

- 1) Aguinaldo
- 2) Prima vacacional
- 3) Despensa
- 4) Fondo ahorro
- 5) Bono de desempeño y otros
- 6) Seguro gastos médicos mayores
- 7) Seguro gastos médicos menores
- 8) Gastos médicos dentales
- 9) Seguro vida
- 10) Plan de pensiones

#### **Código de conducta en los negocios del Emisor.**

El Emisor tiene un Código de Conducta en los Negocios que es aplicable para todas las empresas que forman parte del grupo de Sempra Energy, incluyendo a Sempra México y sus subsidiarias.



Dicho Código está basado en los siguientes principios básicos: (i) Sempra México conduce su negocio conforme a leyes y reglamentos internacionales, federales, estatales y locales; y (ii) los empleados trabajan acorde a las leyes y en apego a los valores y normas éticas de la empresa. Las normas del Código de Conducta en los Negocios son nuestra referencia para mantener un lugar de trabajo donde se cumple con las leyes y con valores éticos. Estas normas aplican a todos los empleados del Emisor y claramente especifican lo que se espera de sus empleados. Nuestros valores, definen quiénes somos y cómo se hacen las cosas en Sempra México.

Todos los empleados de Sempra México, sin importar el puesto, son responsable de: (i) cumplir con todas las leyes, reglamentos y políticas de la compañía, (ii) mantener un comportamiento de conducta ética apropiado, (iii) estar atentos a situaciones que podrían resultar en acciones ilegales, inmorales o violatorias del Código de Conducta en los Negocios, o de las políticas que respaldan al mismo y (iv) reportar sospechas o violaciones reales al Código de Conducta en los Negocios y a las políticas de la compañía. El no cumplir con estas normas de conducta podría resultar en una acción disciplinaria, que incluso puede llegar a la terminación del empleo, Sempra México requiere que sus empleados completen la capacitación de cumplimiento normativo cuando se les solicite, y confirmar que los mismos entienden y que cumplen con estas normas y principios.

### ***Información y trayectoria de Consejeros y Directivos Relevantes***

**Carlos Ruiz Sacristán.** Carlos Ruiz Sacristán es el Director General y Presidente del Consejo de Gerentes de la Compañía. Antes de su ingreso a la Compañía, desde el año de 2007 hasta su designación como Presidente del Consejo de Gerentes de la Compañía en julio de 2012, Carlos Ruiz Sacristán actuó como miembro del Consejo de Administración de Sempra Energy. A partir de julio 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., 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.

**George S. Liparidis.** George S. Liparidis es Miembro del Consejo de Gerentes 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, Perú y Argentina. Sempra International también opera las instalaciones de recepción de GNL en los Estados Unidos de América y en México. Sempra International es una subsidiaria de Sempra Energy. Anteriormente, 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 Proyecto 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 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.

**Mark A. Snell.** Mark A. Snell es Miembro del Consejo de Gerentes de la Compañía, y Vicepresidente Ejecutivo de Sempra Energy. En este puesto, Mark Snell está a cargo de las operaciones ubicadas fuera del estado de California, así como de las empresas prestadoras de servicios públicos, y de la infraestructura y los negocios internacionales. Mark Snell también es miembro del Consejo de Administración de Venoco Inc. 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, Previo a ejercer el cargo de Presidente del grupo, Mark Snell fue el Director de Finanzas de Sempra Global, en donde estuvo a cargo de las adquisiciones, el desarrollo de negocios y de todos los temas financieros del grupo. 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.

**Luis Eduardo Pawluszek.** Eduardo Pawluszek es Miembro del Consejo de Gerentes de la Compañía, y 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 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.

**Arturo Infanzón Favela.** 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 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 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.

**Gerardo De Santiago Tona.** Desde mayo de 2010 Gerardo De Santiago actúa como Vicepresidente de Operaciones y de Construcción de la Sociedad. 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.

**Tania Ortiz Mena López Negrete.** Desde septiembre de 2012 Tania Ortiz Mena actúa como Vicepresidente de Asuntos Externos y Desarrollo de Negocios de la Sociedad. Anteriormente, Tania Ortiz Mena actuó como Director de Asuntos Gubernamentales 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 1999, Tania Ortiz Mena trabajó en PMI Comercio Internacional, empresa subsidiaria de PEMEX, como Sub Gerente Comercial de Productos Refinados de 1994 a 1999. Tania Ortiz Mena es licenciada en Relaciones Internacionales por la Universidad Iberoamericana en 1993 y es maestra en Relaciones Internacionales por Boston University en 1994.

**Manuela Molina Peralta.** Desde julio de 2010 Manuela Molina actúa como Vicepresidente de Finanzas de la Sociedad. 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 en 2009.

**Roberto Rubio Macías.** Roberto Rubio es Contralor desde 2012 de la Sociedad. 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 Sempra México en Tijuana, Contralor de Termoeléctrica de Mexicali, S. de R.L. de C.V. de 2005 a 2007, Gerente de Contabilidad de Sempra México 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.

**René Buentello Carbonell.** Desde 2010 René Buentello actúa como Abogado General de la Sociedad. Anteriormente, René Buentello actuó 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 y 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.

## 2. Vigilancia

La vigilancia de las operaciones de la Compañía está a cargo de un Comisario, quien tendrá las atribuciones que se le confieren en los estatutos sociales y la LGSM. Los socios no podrán ser Comisarios. El Comisario o el Consejo de Vigilancia durarán en su puesto un año y podrán ser

reelectos indefinidamente, pero en todo caso continuarán en funciones hasta que las personas designadas para sustituirlos tomen posesión de su cargo.

Actualmente funge como Comisario de la Compañía Javier Kuan Cervantes, por designación de la Asamblea General de Socios de la Compañía celebrada el 22 de junio de 2012, quién tiene, entre las facultades y obligaciones otorgadas por los estatutos sociales y la ley aplicable, las siguientes:

- 1) Realizar un examen de las operaciones, documentación y registros y demás evidencias comprobatorias de la la Compañía, en el grado y extensión que sean necesarios para efectuar la vigilancia de la Compañía que la ley le impone y para poder rendir fundadamente el reporte que se menciona en el siguiente inciso.
- 2) Rendir anualmente a la Asamblea de Socios un reporte de la veracidad, suficiencia y razonabilidad de la información presentada por la Asamblea de Socios. Este reporte deberá incluir, por lo menos:
  - a. La opinión del Comisario sobre si las políticas y criterios contables y de información seguidos por la la Compañía son adecuados y suficientes tomando en consideración las circunstancias particulares de la la Compañía.
  - b. La opinión del Comisario sobre si esas políticas y criterios de la la Compañía han sido aplicados consistentemente
  - c. La opinión del Comisario sobre sí, como consecuencia de lo anterior, la información refleja en forma veraz y suficiente la información financiera y los resultados de la la Compañía.

### 3. Socios

A la fecha del presente Prospecto, existen únicamente dos socios en el Emisor. El primero de estos socios es la sociedad SEMPRA ENERGY HOLDING XI, B.V., que mantiene la titularidad de una parte social representativa del capital fijo, con un valor de \$49,900.00 (cuarenta y nueve mil novecientos Pesos 00/100 M.N.), y una parte social representativa del capital variable de SEMPRA, con un valor de \$9,359'083,119.00 (nueve mil trescientos cincuenta y nueve millones ochenta y tres mil ciento diecinueve Pesos 00/100 M.N.). En total, SEMPRA ENERGY HOLDING XI, B.V., es titular de 99.99% del capital social del Emisor.

El segundo socio del Emisor es la sociedad SEMPRA ENERGY HOLDINGS IX, B.V., que mantiene la titularidad de una parte social representativa del capital social fijo, con un valor de \$100.00 (cien Pesos 00/100 M.N.), lo cual representa el menos del 0.01% del capital social del Emisor.

#### d) Estatutos Sociales y otros convenios.

De acuerdo los estatutos sociales que rigen al Emisor, su objeto social consiste principalmente en lo siguiente:

*"CUARTA. Objeto.*

- a) *El transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural.*
- b) *El diseño, desarrollo, construcción, operación, y en general, la realización de todo tipo de proyectos en los sectores de gas natural, energía eléctrica y telecomunicaciones, según lo permitan las leyes.*



- c) *La propiedad y posesión, por cualquier título, de acciones, partes sociales y cualquier otro tipo de interés en sociedades o negocios de servicios, comerciales, industriales, de infraestructura y agrícolas.*
- d) *La participación en todo tipo de procedimientos de licitación, invitación restringida y adjudicación directa en los términos de la legislación aplicable.*
- e) *La producción, maquila, ensamble, manufactura, generación, fabricación, importación, exportación, transportación, almacenamiento, manejo, distribución, compra, venta, y en general, la realización de todos tipo de actividades y actos jurídicos con materiales, equipos, ductos, productos, subproductos, materia prima y maquinaria, incluyendo pero sin limitarse, a los relacionados con los sectores de energía y gas natural.*
- f) *Prestar y contratar toda clase de servicios, incluyendo sin limitación, los administrativos, técnicos, los profesionales, los de entrenamiento, los de enseñanza, los de capacitación y los de asesoría, consultoría, planeación, estructuración y administración de proyectos.*
- g) *La operación, manejo, control, explotación y administración de toda clase de establecimientos y bienes, que sean de su propiedad o de terceras personas.*
- h) *Preparar, promover, publicitar, publicar y circular y en cualquier forma, vender toda clase de estudios, investigaciones, proyectos y análisis, incluyendo los económicos y de factibilidad contable y financiera.*
- i) *Crear, preparar, desarrollar, producir, modificar, adaptar, mejorar, almacenar, promover, publicitar, comercializar y vender cualquier tipo de datos e información, así como toda clase de programas computacionales o paquetes de "software".*
- j) *Representar a todo tipo de personas, físicas o morales dentro y fuera de los Estados Unidos Mexicanos, ya sea como agente, comisionista, intermediario, distribuidor, representante, mandatario o factor, o en cualquier otra forma.*
- k) *Garantizar obligaciones propias o de terceros mediante fianza, hipoteca, prenda, aval o en cualquier otra forma legal, con o sin contraprestación, siempre y cuando dichos terceros tengan una participación accionaria en ella o la sociedad tenga una participación accionaria en dichos terceros.*
- l) *Participar como fideicomitente y/o fideicomisario en todo tipo de fideicomisos y participar como accionista o socio en otras sociedades.*
- m) *Adquirir, usar, ceder, comercializar, dar o tomar en licencia, promover, vender y registrar, ya sea para su beneficio o por cuenta de terceros y bajo cualquier título, toda clase de derechos de autor y derechos de propiedad industrial, incluyendo patentes, marcas, permisos, privilegios, invenciones, procesos, mejoras, slogans, símbolos y nombres comerciales.*
- n) *Adquirir, suscribir, emitir, aceptar, endosar, avalar, descontar y manejar en general todo tipo de recibos, facturas y títulos de crédito convenientes para el desarrollo de sus actividades.*
- o) *Obtener los recursos económicos necesarios para su desarrollo, pudiendo dar o tomar préstamos, con o sin garantía.*
- p) *La representación, organización y administración ya sea a nombre propio o por encargo de terceros, de toda clase de empresas o negocios de servicios, comerciales, industriales o agrícolas.*
- q) *Adquirir, almacenar, enajenar, arrendar, subarrendar, usar, usufructuar, comercializar, vender y en general, usar y gozar, bajo cualquier título permitido por la ley, toda clase de bienes muebles e inmuebles convenientes para el desarrollo de sus actividades; y*
- r) *En general, ejecutar toda clase de actos, convenios y contratos, sean civiles, mercantiles o de otra índole, que sean convenientes para la realización de su objeto social."*

La Asamblea General de Socios es el órgano supremo de Sempra México, con facultad para acordar y ratificar todos los actos y operaciones de la misma. Las resoluciones válidamente adoptadas por dicha Asamblea serán obligatorias para todos los socios, aun para los ausentes o disidentes, así como para funcionarios, empleados y apoderados de Sempra México.



Las Asambleas Generales de Socios serán convocadas por el Secretario, Pro-Secretario o Comisario, o por los socios que representen por lo menos el 25% del capital social. La convocatoria deberá hacerse cuando menos 15 días antes de la fecha en que ha de celebrarse la Asamblea General de Socios. No se requerirá convocatoria alguna cuando al momento de las votaciones se encuentre representada la totalidad del capital social.



## VI. PERSONAS RESPONSABLES

“Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad, que en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa al Emisor contenida en el presente Prospecto, 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 Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.”

**Sempra México, S. de R.L. de C.V.**



Carlos Ruiz Sacristán  
Director General Ejecutivo



Arturo Infanzón Favela  
Vice-Presidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas




René Buentello Carbonell  
Abogado General



“Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad, que nuestra representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio del Emisor, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, mi representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, nuestra representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de los certificados bursátiles materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado al Emisor el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al gran público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el RNV y en la BMV.”

**Deutsche Securities, S.A. de C.V., Casa de Bolsa**

  
\_\_\_\_\_  
Juan Carlos Jaques Garcés  
Representante legal

  
\_\_\_\_\_  
Isabel Ocaña Ruíz de Velasco  
Representante legal

Esta hoja de firmas corresponde al Prospecto de Colocación de Certificados Bursátiles de Sempra México, S.de R.L. de C.V.

"El suscrito manifiesto bajo protesta de decir verdad, que mi representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio del Emisor, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, mi representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, mi representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de los certificados bursátiles materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado al Emisor el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al gran público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el RNV y en la BMV."

**Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V. Grupo Financiero Credit Suisse (México),**



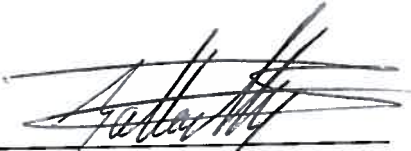
Luis Macías Gutiérrez Moyano  
Representante legal

Esta hoja de firmas corresponde al Prospecto de Colocación de Certificados Bursátiles de Sempra México, S.de R.L. de C.V.

"Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad, que nuestra representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio del Emisor, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, mi representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, nuestra representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de los certificados bursátiles materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado al Emisor el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al gran público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el RNV y en la BMV."

**Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México**



Nathan Moussan Farca  
Representante legal



Luis Adolfo Rodríguez Malagón  
Representante legal

Esta hoja de firmas corresponde al Prospecto de Colocación de Certificados Bursátiles de Sempra México, S. de R.L. de C.V.




"Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros consolidados y combinados de la Compañía al 31 de diciembre de 2009, 2010 y 2011 y por los años terminados en esas fechas, que contiene el presente Prospecto, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, fueron dictaminados con fecha 22 de noviembre de 2012, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Adicionalmente, el suscrito manifiesta que los estados financieros consolidados intermedios no auditados de la Compañía al 30 de septiembre de 2011 y 2012 y por los periodos de tres y nueve meses terminados en esas fechas, que contiene el presente Prospecto, preparados de acuerdo a la Norma Internacional de Contabilidad 34, Información Financiera Intermedia, fueron sujetos de una revisión limitada con fecha 23 de noviembre de 2012 (21 de diciembre de 2012, por las modificaciones incluidas en la Nota 16), de conformidad con la Norma Internacional de Trabajos Revisión.

Asimismo, manifestamos que hemos leído el presente Prospecto y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tenemos conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros dictaminados (o sujetos a revisión limitada) señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este Prospecto, 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 nuestra opinión respecto de la demás información contenida en el Prospecto que no provenga de los estados financieros dentro del Prospecto."

**Deloitte México, Galaz, Yamazaki, Ruiz Urquiza, S.C.**

  
Martín Guillermo Manrique Gómez  
Socio de Auditoría

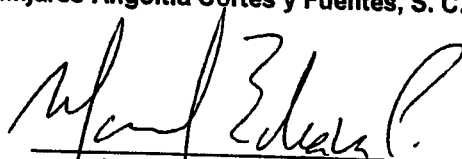
  
Javier Kuan Cervantes  
Socio de Auditoría

  
Gonzalo Gómez Topete  
Representante Legal

Esta hoja de firmas corresponde al Prospecto de Colocación de Certificados Bursátiles de Sempra México, S. de R.L. de C.V.

"El suscrito manifiesto bajo protesta de decir verdad, que a mi leal saber y entender, la emisión y colocación de los valores cumple con las leyes y demás disposiciones legales aplicables. Asimismo, manifiesto que no tengo conocimiento de información jurídica relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas."

**Mijares Angoitia Cortes y Fuentes, S. C.**

  
Manuel Echave Pintado  
Socio

Esta hoja de firmas corresponde al Prospecto de Colocación de Certificados Bursátiles de Semptra México, S.de R.L. de C.V.