



Informe Anual
Financiero 2013

**IEnova, Energía
para México**





FERNANDO ANDRIACCI

Fernando Andriacci nació en el pueblo de Cuicatlán, en la región de la cañada en Oaxaca. Desde muy pequeño empezó a dibujar. En la casa de la cultura de Oaxaca acreditó pintura, grabado, escultura e historia del arte. Más adelante incursionó en las disciplinas y técnicas de litografía, xilografía y técnicas mixtas en el Taller de Artes Plásticas Rufino Tamayo. Trabajo y disciplina lo han caracterizado desde entonces. Sus piezas de composiciones son sueltas y con una gama de colores intensa propia de las regiones de la cañada oaxaqueña.

Molinos de Viento

Árbol de la izquierda representa a la familia de ella y el árbol de la derecha a la familia de él, las raíces son los antepasados de cada uno de ellos sus abuelos. El cielo representa la naturaleza viva donde cientos de libélulas vuelan en armonía con aves en conjunto con los molinos del viento. Mamá y papá están trabajando juntos con un mismo propósito de cuidar el medio ambiente y el elefante regará los árboles y la jirafa cuidará de ellos. Los molinos representan el respeto, la honradez, la tecnología y la inteligencia para generar un bien sin contaminación para tener un cuidado del ambiente y pureza del aire.

Andriacci.



Contenido

Carta del Presidente del Consejo de Administración y Director General 2

Resumen Financiero 5

Misión, Visión y Valores 6

Ética y Gobierno Corporativo 8

Ética

Consejo de Administración

Directivos Relevantes

Comité de Auditoría

Comité de Prácticas Societarias

Estructura Corporativa

Historia, Negocio y Operaciones 24

Nuestra Historia

Segmentos de Negocio

Segmento Gas

Segmento Electricidad

Nuestros Activos

Nuestras Actividades

Sustentabilidad 40

Mensaje Institucional de Sustentabilidad IEnova

Modelo de Sustentabilidad

Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados 2013 43

Estados Financieros 51



CARLOS RUIZ SACRISTÁN

Presidente del Consejo de Administración y
Director General

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

“La reforma energética es relevante por la oportunidad que representa para el desarrollo de uno de los principales sectores económicos en México.”

Carta del Presidente del Consejo de Administración y Director General

Estimados accionistas,

El año 2013 fue significativo para IEnova, debido a que iniciamos una nueva etapa al convertirnos en una empresa pública que cotiza en la Bolsa Mexicana de Valores, con emisiones de deuda y capital. Gracias a la confianza de nuestros inversionistas, hoy contamos con los recursos necesarios para acelerar nuestro crecimiento.

En 2013, las condiciones económicas de México fueron estables y los diversos cambios constitucionales representan una profunda transformación de la estructura económica y política de México. La reforma energética es relevante por la oportunidad que representa para el desarrollo de uno de los principales sectores económicos en México. El proceso actual de definición de las leyes secundarias permitirá la materialización de los beneficios de esta reforma en el mediano plazo.

IEnova es una empresa con la experiencia y capacidad para aprovechar estas oportunidades únicas de crecimiento y diversificación. Nuestros resultados financieros de 2013 son satisfactorios debido al crecimiento en los ingresos de nuestros dos segmentos de negocios y al avance en la construcción de nuestros proyectos propios y conjuntos: Gasoducto de Sonora, proyecto eólico Energía Sierra Juárez, Ducto de Etano* y Gasoducto Los Ramones I*.

Asimismo, en 2013 nuestro número de empleados creció de 437 a 496 personas, por lo que contamos con el equipo de trabajo necesario para ejecutar nuestra estrategia de crecimiento y desarrollo incluyendo las acciones en materia de sustentabilidad.

Reiteramos nuestro compromiso con los accionistas para desarrollar y operar nuestros proyectos con disciplina y continuar con la búsqueda de nuevas oportunidades de inversión que generen valor agregado a la empresa y a sus accionistas.

Agradecemos el trabajo, la dedicación y el compromiso de nuestros colaboradores, el profesionalismo de nuestros proveedores, así como la preferencia de clientes y consumidores.

Atentamente,

Carlos Ruiz Sacristán

Presidente del Consejo de Administración y Director General
Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.

“Agradecemos el trabajo, la dedicación y el compromiso de nuestros colaboradores, el profesionalismo de nuestros proveedores, así como la preferencia de clientes y consumidores.”

*Activos pertenecientes al negocio conjunto con Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), en los que IEnova tiene una participación del 50%.

Terminal de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado Energía Costa Azul (ECA).



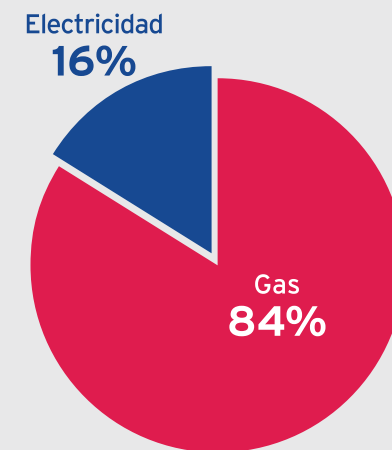
Resumen Financiero

Comportamiento del precio de la acción

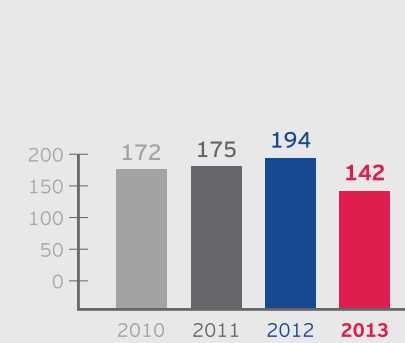


Fuente: Elaboración propia con información de Bloomberg. Precios de cierre al 26 de mayo de 2014.

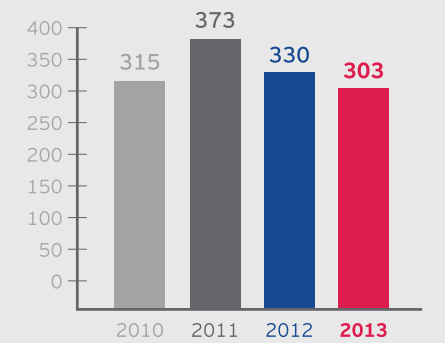
Propiedad, planta y equipo – neto por segmento



Utilidad Neta (millones de dólares)



UAIDA Ajustada (millones de dólares)





Misión

Desarrollar, construir y operar infraestructura energética, contribuyendo al desarrollo de México y creando valor para nuestros accionistas, en un marco de ética, seguridad, respeto y compromiso con nuestros colaboradores, el medio ambiente y las comunidades a las que pertenecemos.

Visión

Ser una empresa líder de infraestructura energética en México que contribuya a promover el crecimiento, la competitividad y el desarrollo sustentable del país.

Valores



Ética

Los valores de IEnova guían nuestra interacción con las entidades gubernamentales y reguladoras, clientes, la comunidad, las empresas y nuestros compañeros de trabajo. Por ello, nuestro Presidente del Consejo de Administración y Director General, exhorta a todos los empleados de IEnova al entendimiento del Código de Ética y adhesión a sus estándares.

El Código de Ética es una guía clara, útil y práctica para el cumplimiento ético y legal en nuestro lugar de trabajo. Es una herramienta para la toma de decisiones al describir con detalle políticas y procedimientos en la materia.

La línea de denuncia es un recurso disponible las 24 horas, los siete días de la semana, para reportar conductas inadecuadas que violen nuestro Código de Ética y que afecten a nuestros colaboradores y a la empresa.

Estándares de Integridad

1. Seguridad
2. Relaciones con los clientes - seguridad pública
3. Un lugar de trabajo sin discriminación ni acoso
4. Violencia en el lugar de trabajo
5. Intimidación en el lugar de trabajo
6. Uso de sustancias ilegales y alcohol
7. Confidencialidad y privacidad
8. Protección al medio ambiente
9. Actividades a favor de la comunidad
10. Anticorrupción y soborno
11. Participación en la política
12. Competencia justa
13. Relaciones gubernamentales
14. Adquisición de bienes y servicios
15. Cumplimiento normativo
16. Regalos y cortesías de negocio
17. Operaciones bursátiles
18. Conflicto de intereses
19. Propiedad intelectual
20. Controles internos del negocio
21. Información financiera
22. Pagos y cobranzas indebidas
23. Activos de la empresa
24. Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero (FCPA)

Ética y Gobierno Corporativo

Ética	9
Consejo de Administración	10
Directivos Relevantes	16
Comité de Auditoría	21
Comité de Prácticas Societarias	21
Estructura Corporativa	22



Código de Ética



Consejo de Administración

El Consejo de Administración está integrado por nueve miembros propietarios y tiene como principal responsabilidad la administración de la empresa; del total de consejeros, tres son independientes en términos de la Ley del Mercado de Valores.

Carlos Ruiz Sacristán	Presidente del Consejo de Administración
Andrés Conesa Labastida	Miembro del Consejo de Administración *
Jeffrey S. Davidow	Miembro del Consejo de Administración *
Aarón Dychter Poltolarek	Miembro del Consejo de Administración *
Joseph A. Householder	Miembro del Consejo de Administración
Arturo Infanzón Favela	Miembro del Consejo de Administración
James H. Lambright	Miembro suplente del Consejo de Administración
George S. Liparidis	Miembro del Consejo de Administración
Eduardo Pawluszek	Miembro del Consejo de Administración
Mark A. Snell	Miembro del Consejo de Administración
Randall L. Clark	Secretario No-miembro del Consejo de Administración
René Buentello Carbonell	Pro-secretario No-miembro del Consejo de Administración
Rodrigo Cortina Cortina	Pro-secretario No-miembro del Consejo de Administración

*Consejero Independiente en términos de la Ley del Mercado de Valores



Carlos Ruiz Sacristán

Carlos Ruiz Sacristán es el Director General y Presidente del Consejo de Administración de IEnova. Antes de su ingreso a la compañía, desde el año de 2007 hasta su designación como Presidente del Consejo de Administración de IEnova en junio de 2012, Carlos Ruiz Sacristán actuó como miembro del Consejo de Administración de Sempra Energy. A partir de junio de 2012, Carlos Ruiz Sacristán está a cargo del manejo de todas las operaciones de IEnova.

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., Banco Ve por Más, S.A. de C.V., Grupo Creatica, S.A. de C.V., Grupo de Autopistas Nacionales, S.A. (GAN) y Administradora Mexiquense del Aeropuerto Internacional de Toluca, S.A. de C.V.

Carlos Ruiz Sacristán fungió como Secretario de Comunicaciones y Transportes en el gobierno del Dr. Ernesto Zedillo Ponce de León de 1994 a 2000, y durante ese tiempo estuvo a cargo, entre otras cosas, de la reestructura de los sectores de comunicaciones y de transporte, reestructura que tuvo como fin incrementar las inversiones, ampliar la competencia y mejorar la infraestructura del país.

Previamente, Carlos Ruiz Sacristán ocupó diversos cargos en el Banco de México de 1974 a 1988, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 1988 a 1992, y en Petróleos Mexicanos en 1994. Carlos Ruiz Sacristán es licenciado en Administración de Empresas por la Universidad Anáhuac, y es maestro en Administración de Negocios por Northwestern University en Chicago.



Dr. Andrés Conesa Labastida

El Dr. Andrés Conesa Labastida es consejero independiente del Consejo de Administración de IEnova. El Dr. Conesa ha sido el Director General de Aeroméxico desde 2005. El Dr. Conesa ha desempeñado diversos cargos en la Administración Pública de México, incluyendo el cargo de consultor de la Unidad de Gabinete Económico de la Oficina de la Presidencia de 1991 a 1993, Consejero Principal del Subsecretario de Hacienda y Crédito Público de 1997 a 1998, y Director General de Asuntos Financieros Internacionales en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 1998 a 2000. Ocupó el cargo de Director General de Políticas Económicas en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de 2000 a 2003 y Jefe de la Unidad de Crédito Público de 2003 a 2004, año en que fue designado Presidente del Consejo de Administración de CINTRA, la sociedad controladora de las aerolíneas Aeroméxico y Mexicana. Ha participado como miembro del Consejo de Administración en la Asociación Internacional de Transporte Aéreo desde 2008.

El Dr. Conesa obtuvo la licenciatura en Economía por el Instituto Tecnológico Autónomo de México y el doctorado en Economía por el Instituto Tecnológico de Massachusetts. Recibió las becas Fulbright y Ford-MacArthur, y en 1997 recibió el Premio Nacional en la Investigación Económica.





Jeffrey S. Davidow

Jeffrey S. Davidow es consejero independiente del Consejo de Administración de IEnova. Cuenta con una extensa experiencia diplomática, tanto en Latinoamérica como en África. Fue embajador de Estados Unidos en Venezuela de 1993 a 1996 y Asistente del Secretario de Estado de Estados Unidos para Asuntos del Hemisferio Occidental de 1996 a 1998.

De 1998 a 2002, fungió como Embajador de Estados Unidos en México. En 2003, se retiró de la Secretaría de Estado de los Estados Unidos con el rango de Embajador, la posición más alta en el Servicio Exterior y que por ley, puede ser desempeñada por no más de cinco personas al mismo tiempo.

Después de dejar el Servicio Exterior, fungió ocho años como Presidente del Instituto de las Américas en San Diego, California, un organismo de políticas públicas enfocado en Latinoamérica.

Actualmente es Consejero Senior de Cohen Group, una consultora de negocios internacionales con sede en Washington D.C. Ha publicado artículos sobre política exterior y asuntos exteriores y ha sido autor de dos libros, uno sobre negociaciones internacionales y el otro, sobre "Estados Unidos y México: El Oso y el Puercoespín." Además de ser ponente de conferencias sobre políticas hemisféricas y sobre el desarrollo mexicano de organizaciones tales como el Foro sobre la Integración Norteamericana, la Comisión Trilateral, el Centro Woodrow Wilson, el Consejo del Pacífico, la Academia de Ciencias Sociales de China y el Banco Interamericano de Desarrollo, fungió como consultor del Presidente Obama para la Cumbre de las Américas en 2009.

Obtuvo el grado de bachiller en la Universidad de Massachusetts y la Maestría en la Universidad de Minnesota.



Dr. Aarón Dychter Poltolarek

El Dr. Aarón Dychter es consejero independiente del Consejo de Administración de IEnova. Es Presidente y Fundador de ADHOC Consultores Asociados, S.C., mediante el cuál proporciona servicios de consultoría en proyectos de inversión en infraestructura, transporte y en materia energética.

De diciembre 1994 a diciembre 2006, fungió como Subsecretario de Transporte en la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, en cuyo cargo lideró los procesos de apertura a la inversión privada en ferrocarriles y aeropuertos en México, así como la creación del primer sistema de tren suburbano para la Ciudad de México.

Previamente, ocupó diversos cargos en la Secretaría de Hacienda, la Secretaría de Programación y Presupuesto y en la Secretaría de Energía. Participa como miembro del Consejo de Administración de Grupo Aeroportuario del Centro Norte y Empresas ICA; y previamente, participó en el Consejo de Administración de Grupo Aeroportuario Del Sureste, Grupo Aeroportuario del Pacífico y Grupo Aeroportuario de la Ciudad de México.

Se graduó de la Universidad de las Américas y posee una maestría y un doctorado en Economía por la Universidad de George Washington.

Joseph A. Householder

Joseph A. Householder es Vicepresidente Ejecutivo y Director de Finanzas de Sempra Energy y miembro del Consejo de Administración de IEnova.

De 2006 a 2011 ocupó el cargo de Vicepresidente Senior, Contralor y Gerente de Contabilidad de Sempra Energy, cargo en el cuál era responsable de estados financieros, de la información contable y de contraloría, así como de impuestos para todas las sociedades de Sempra Energy.

Anteriormente, fungió como Vicepresidente del Impuestos Corporativos y Asesor de Impuestos de Sempra Energy, donde supervisó los asuntos fiscales de Sempra Energy a nivel mundial.

Antes de unirse a Sempra Energy en 2001, fue socio en PricewaterhouseCoopers en la oficina de impuestos nacionales. De 1986 a 1999, fungió como Vicepresidente del área de Desarrollo Empresarial y Asistente del Director Financiero en Unocal, donde fue responsable de la planeación fiscal, los informes financieros y la previsión presupuestaria a nivel mundial, así como de fusiones y adquisiciones.

Joseph A. Householder actualmente participa en el Consejo de Administración de Pacific Enterprises, Southern California Gas Company y San Diego Gas & Electric Company, empresas controladas por Sempra Energy, y también es consejero de San Diego Regional Economic Development Corporation. Es miembro de: Tax Executives Institute, American Institute of Certified Public Accountants, California Bar y American Bar Association.

Es licenciado en Derecho por la Escuela de Derecho de Loyola y en Administración de Empresas por la Universidad del Sur de California.



Arturo Infanzón Favela

Arturo Infanzón es miembro del Consejo de Administración de IEnova.

Desde enero de 2012, Arturo Infanzón actúa como Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas de la Sociedad. Anteriormente, desempeñó el cargo de Vicepresidente para México y Director de Operaciones de Sempra International.

También ha actuado como Contralor de Operaciones en México y Director General de Ecogas. 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 controladas por Sempra Energy. Arturo Infanzón es Contador Público egresado de la Universidad Autónoma de Baja California y es maestro en Finanzas por San Diego State University.





James H. Lambright

James H. Lambright es Vicepresidente Senior del Área de Desarrollo Corporativo de Sempra Energy y es miembro del Consejo de Administración de IEnova.

Sus primeros roles de liderazgo incluyen cuatro años como Presidente y Director General del Banco de Exportación e Importación de Estados Unidos de América, una empresa gubernamental independiente cuya sede está en Washington, D.C. y es responsable del financiamiento de las exportaciones realizadas por Estados Unidos a más de 150 países. En 2008 y 2009, James H. Lambright fungió como Director de Inversiones del Departamento del Tesoro de Estados Unidos del Troubled Asset Relief Program (TARP), con valor de USD\$700 billones. También ha fungido como Vicepresidente en fondos de capital privado y ha sido consejero de empresas de energía renovable.

James H. Lambright se graduó con honores en Derecho por la Universidad de Harvard y con distinción académica por la Universidad de Stanford.

Participa en Henry Crown Fellow del Instituto Aspen y es miembro del Consejo de Administración de Peace Players International, una organización no gubernamental cuya sede se ubica en Washington, D.C.



George S. Liparidis

George S. Liparidis es miembro del Consejo de Administración de IEnova y es Presidente de Desarrollo Midstream de Sempra Energy.

Anteriormente fue Presidente del Consejo de Administración y Director General de Sempra International, unidad de negocios que incluye a IEnova y las operaciones de Sempra Energy en Chile y Perú y antes fue Presidente y Director General de Sempra Pipelines & Storage.

Antes de unirse a Sempra Energy, 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, actuó como Gerente de Proyectos en SDG&E, otra subsidiaria de Enova Corporation de 1992 a 1996. Antes de SDG&E, trabajó en Energy America, un productor de electricidad independiente, como Director de Análisis Financiero y Planeación.

George S. Liparidis es miembro del Consejo de Administración de Chilquinta Energía, S.A., y Luz del Sur, S.A.A., empresas controladas por Sempra Energy, y en el Consejo de Administración del Institute of the Americas y el Council of the Americas.

George S. 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.

Eduardo Pawluszek

Eduardo Pawluszek es miembro del Consejo de Administración de IEnova y desde 2011 es Vicepresidente para Sudamérica de Sempra International en donde supervisa las operaciones de Chilquinta Energía en Chile, Luz del Sur en Perú y de sus respectivas subsidiarias. Anteriormente, se desempeñó en varios puestos en AEI Houston, incluyendo Vicepresidente Ejecutivo y Director de Finanzas de Emgasud y EDEN, subsidiarias de AEI en Argentina. Eduardo 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. Es miembro del Consejo de Administración de Chilquinta Energía, S.A., y Luz del Sur, S.A.A., empresas controladas por Sempra Energy y formó parte del Consejo de Administración de Emgasud y EDEN.

Eduardo Pawluszek tiene el título Contador Público de la Universidad de Buenos Aires y una Maestría en Finanzas y Mercados de Capitales de la Escuela Superior de Economía y Administración de Empresas.



Mark A. Snell

Mark A. Snell es miembro del Consejo de Administración de IEnova y Presidente Ejecutivo de Sempra Energy. En este puesto, Mark A. Snell está a cargo de las operaciones ubicadas fuera del estado de California. De 2005 a 2011, fue el Vicepresidente Ejecutivo y el Director de Finanzas de Sempra Energy y antes de eso actuó como Presidente del Consejo de Administración del grupo Sempra Global. En dicho puesto, supervisó diversos aspectos de Sempra Global en mercados competitivos de energía, incluyendo comercio de energía, generación de electricidad, gas natural licuado, ductos y terminales de almacenamiento, empresas internacionales y comercio de energía al menudeo.

Previo a ejercer el cargo de Presidente de Sempra Energy, Mark A. Snell fue el Director de Finanzas de Sempra Global, y anteriormente fue Vicepresidente de Planeación y Desarrollo de Sempra Energy. Previo a su ingreso a Sempra Energy en 2001, 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 A. 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. También actuó como Director de Administración y Finanzas de Latham & Watkins LLP, 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, supervisó las actividades de las adquisiciones de los clientes del despacho. Mark A. Snell es Contador Público Certificado egresado de San Diego State University.



Directivos Relevantes

Carlos Ruiz Sacristán	Director General y Presidente del Consejo de Administración
Arturo Infanzón Favela	Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas
Gerardo De Santiago Tona	Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y Construcción
Carlos Barajas Sandoval	Vicepresidente de Operaciones
René Buentello Carbonell	Vicepresidente Abogado General
Jesús Córdoba Domínguez	Vicepresidente de Ingeniería y Construcción
Manuela Molina Peralta	Vicepresidente de Finanzas
Tania Ortiz Mena López Negrete	Vicepresidente de Asuntos Externos y Desarrollo de Negocios
Carlos Zepeda Briones	Vicepresidente de Recursos Humanos y Administración
Roberto Rubio Macías	Contralor

Experiencia y ocupaciones de los directivos relevantes de IEnova.

Carlos Ruiz Sacristán. Véase la sección Consejo de Administración.

Arturo Infanzón Favela. Véase la sección Consejo de Administración.

Gerardo De Santiago Tona

Desde 2010, Gerardo De Santiago actúa como Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones y de Construcción de IEnova.

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 se ha desempeñado como Director General de Ecogas de 2001 a 2008.

Antes de ingresar a Sempra Energy en 2001, Gerardo De Santiago trabajó en el Sistema Municipal de Aguas de Saltillo de 1997 a 2000 y en la Comisión Federal de Electricidad de 1992 a 1997.

Gerardo De Santiago es Ingeniero Industrial Administrador egresado de la Universidad Autónoma del Noreste en 1991 y es maestro en Administración de Empresas por la Universidad Autónoma de Nuevo León egresado en 1996.



Carlos Barajas Sandoval

Desde febrero de 2014, Carlos Barajas actúa como Vicepresidente de Operaciones de IEnova, anteriormente, desde junio de 2013, Carlos Barajas actuó como Vicepresidente de Gas. Anteriormente, Carlos Barajas fue Director General de Terminal de LNG de Altamira de 2007 a 2013; Director de Desarrollo de Negocios de Shell México de 2005 a 2007; Director Comercial de Intergen México de 2000 a 2005 y Gerente Comercial de Energía Mayakan de 1997 a 2000.

Carlos Barajas es Ingeniero Civil egresado del Instituto Politécnico Nacional en 1992, Maestro en Ingeniería por la Universidad de Columbia Británica en 2000 y Maestro en Economía por la Universidad Anáhuac en 2007.



René Buentello Carbonell

Desde 2010, René Buentello actúa como Abogado General de la Sociedad y desde marzo 2014 es Vicepresidente Abogado General. Anteriormente, René Buentello se desempeñó como Director de Desarrollo de Negocios de El Paso Corporation en México de 2008 a 2010.

René Buentello inició su carrera como abogado de empresa en la división industrial de Grupo Carso, en donde ocupó la Gerencia Jurídica de Grupo Nacobre y de Grupo Aluminio, desempeñando el cargo de Pro Secretario y Secretario, respectivamente del Consejo de Administración de dichas sociedades de 1990 a 2002 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.



Jesús Córdoba Domínguez

Desde 2012, Jesús Córdoba actúa como Vicepresidente de Ingeniería y Construcción de IEnova.

Del 2010 al 2012 actuó como Director Operaciones de Transporte. Anteriormente, Jesús Córdoba actuó como Director de Proyectos para filiales de El Paso Corporation en México de 2001 a 2010 y como Superintendente de Contratos con filiales de TransCanada Pipelines en México de 1998 al 2001. Jesús Córdoba tiene 33 años de experiencia en ejecución de proyectos de infraestructura, incluyendo 18 años de experiencia en la administración de proyectos en la industria de la construcción en México.

Jesús Córdoba es egresado de la licenciatura de Ingeniería Civil en la Universidad La Salle, especializándose en la administración de proyectos.





Manuela Molina Peralta

Desde julio de 2010, Manuela ("Nelly") Molina actúa como Vicepresidente de Finanzas de IEnova.

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 y de Estudios Superiores de Monterrey.

Actualmente, Manuela Molina es miembro del Consejo Ejecutivo Nacional del Instituto Mexicano de Ejecutivos de Finanzas y fue presidente del Grupo Ciudad de México para el mismo instituto durante 2013. Es miembro del Consejo de Administración y socia fundadora de NatGas Querétaro, S.A.P.I. de C.V.



Tania Ortiz Mena López Negrete

Desde septiembre de 2012, Tania Ortiz Mena actúa como Vicepresidente de Asuntos Externos y Desarrollo de Negocios de IEnova.

Anteriormente, Tania Ortiz Mena actuó como Vicepresidente de Asuntos Externos de la Sociedad de 2009 a 2012, Director de Asuntos Gubernamentales y Regulatorios de la Sociedad de 2002 a 2009 y como Gerente General de la Sociedad de 2000 a 2002.

Antes de ingresar a Sempra Energy en 2000, Tania 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. Tania Ortiz Mena es miembro del Consejo Mexicano de Asuntos Internacionales, Vicepresidente de la Asociación Mexicana de Gas Natural y Consejero del Consejo Mundial de Energía, Capítulo México.

Carlos Zepeda Briones

Desde septiembre de 2013, Carlos Zepeda actúa como Vicepresidente de Recursos Humanos y Administración de IEnova.

Cuenta con más de 20 años de experiencia en diversas industrias y sectores, tanto en áreas de servicios, alimentos y bebidas, sector de petróleo y gas, corporativos, plantas, cadena de suministro y distribución, entre otras y ha ocupado diversas posiciones tales como Director de Recursos Humanos en Estafeta Mexicana, Director Corporativo de Recursos Humanos y Servicios compartidos en Emerson México & CA, también ha colaborado para empresas multinacionales como Danone, Coca-Cola Femsa, Panamerican Beverage y Mabe, entre otras.

Carlos Zepeda estudió la Licenciatura en Administración de Empresas en la Universidad del Valle de México y posteriormente una Maestría en Administración con Especialidad en Factor Humano, recibiendo con Honores y obteniendo excelencia académica en la misma institución.



Roberto Rubio Macías

Desde 2012 Roberto Rubio es Contralor de IEnova.

Actuó como Gerente de Contabilidad de Inversiones Extranjeras de 2011 a 2012 en Sempra International, Gerente de Auditoría Interna de Luz del Sur (Subsidiaria de Sempra Energy en Lima Perú) en 2011, Gerente de Reportes Financieros de 2007 a 2010 para Sempra México en Tijuana, Contralor de Termoeléctrica de Mexicali, de 2005 a 2007, Gerente de Contabilidad de Sempra México en Tijuana de 2003 a 2005 y Contralor de Ecogas en Chihuahua de 2001 a 2003.

Antes de ingresar a Sempra Energy en 2001, Roberto Rubio trabajó como Gerente Administrativo en una empresa dedicada a la manufactura de productos textiles de 1998 a 2001; como Supervisor Administrativo Regional de British American Tobacco de 1996 a 1998 y como Auditor en Deloitte oficina Chihuahua 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 en 2001.



Comité de Auditoría

El Comité de Auditoría apoya al Consejo de Administración en:

1. Verificar la confiabilidad de la información financiera y operativa que la Administración de la Sociedad ponga a disposición del Consejo de Administración para su aprobación, considerando el estado que guarda el sistema de control interno y auditoría interna de la Sociedad, así como la opinión del auditor externo.
2. Elaborar los informes a que se refiere la Ley del Mercado de Valores.

Integrantes:

Aarón Dychter Poltolarek	Presidente
Andrés Conesa Labastida	Miembro del Comité de Auditoría
Jeffrey S. Davidow	Miembro del Comité de Auditoría

Comité de Prácticas Societarias

El Comité de Prácticas Societarias apoya al Consejo de Administración en:

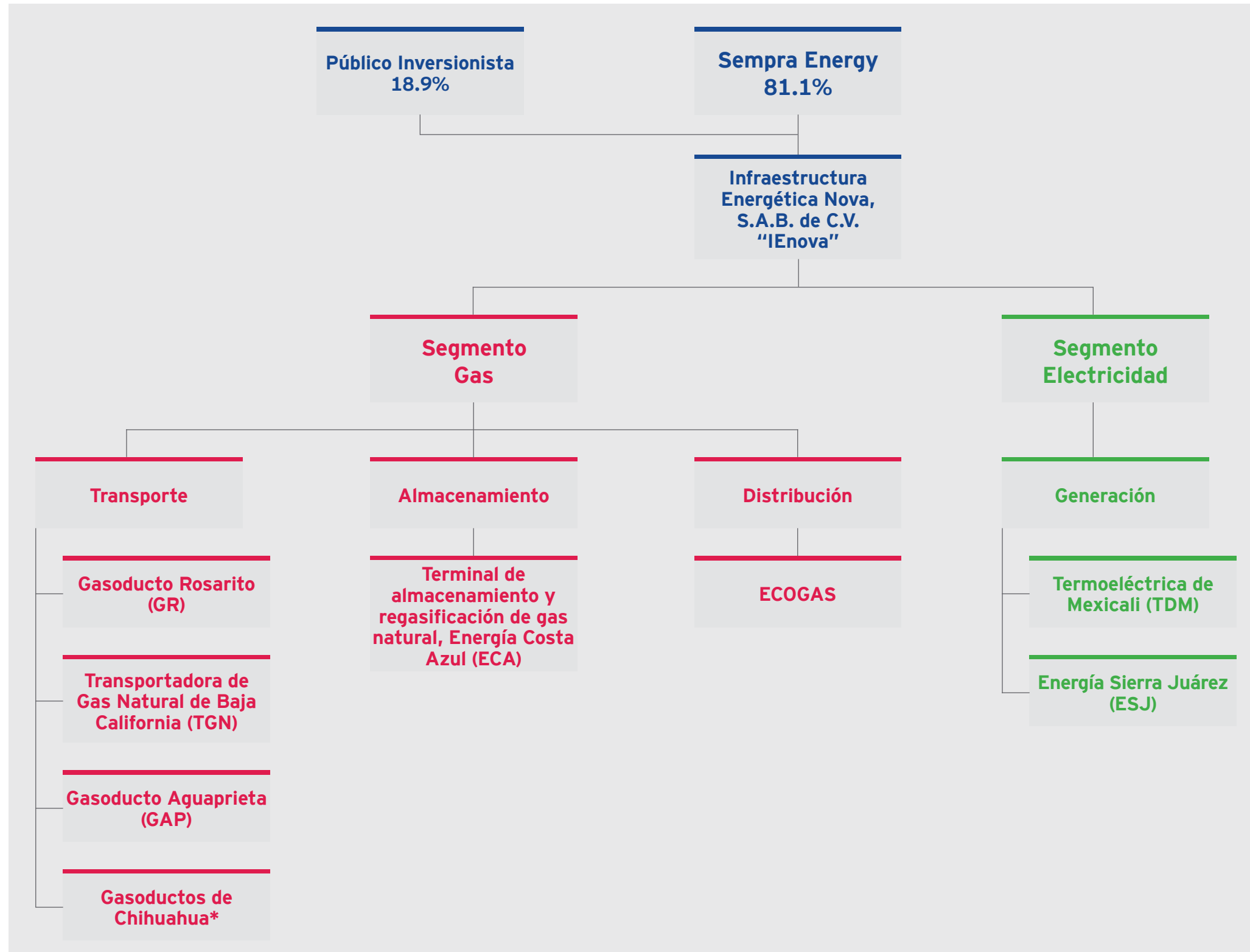
1. Aprobar las políticas y lineamientos para la celebración de operaciones con personas relacionadas.
2. El nombramiento del Director General de la Sociedad y la aprobación su retribución integral.
3. La determinación de las políticas para la designación y retribución integral de los directivos relevantes.
4. Elaborar los informes y opiniones a que se refiere la Ley del Mercado de Valores.

Integrantes:

Andrés Conesa Labastida	Presidente
Aarón Dychter Poltolarek	Miembro del Comité de Prácticas Societarias
Jeffrey S. Davidow	Miembro del Comité de Prácticas Societarias
Arturo Infanzón Favela	Miembro del Comité de Prácticas Societarias

Estructura Corporativa

A continuación presentamos nuestra estructura corporativa en forma resumida:



* Activos pertenecientes al negocio conjunto con Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), en los que IEnova tiene una participación del 50%.

Historia, Negocio y Operaciones

Nuestra Historia	26
Segmentos de Negocio	28
Segmento Gas	31
Segmento Electricidad	34
Nuestros Activos	36
Nuestras Actividades	38

El 2013 fue trascendental para IEnova:

- Nos transformamos en Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (IEnova).
- Realizamos nuestra primera y exitosa colocación de deuda y acciones en la Bolsa Mexicana de Valores.
- Formamos parte del Índice de Precios y Cotizaciones de la Bolsa Mexicana de Valores.
- Creamos una nueva estructura organizacional y fortalecimos nuestro equipo de trabajo, lo que contribuirá a robustecer nuestras operaciones.
- Iniciamos la construcción de Gasoducto Sonora, proyecto eólico Energía Sierra Juárez, Etanoducto (negocio conjunto) y Gasoducto Los Ramones I (negocio conjunto).
- Creamos el área de sustentabilidad.

Nuestra Historia

1995
Reforma del marco jurídico del sector gas natural
Se crea la Comisión Reguladora de Energía y se publica su Ley

1996
Constitución de Semptra México, empresa antecesora de IEnova
Ecogas Mexicali

1997
Ecogas Chihuahua

1999
Ecogas La Laguna-Durango

2000
Transportadora de Gas Natural de Baja California (TGN)*

2002
Gasoducto Rosarito (GR)*

2003
Termoeléctrica de Mexicali (TDM)

2008
Terminal de almacenamiento de GNL, Energía Costa Azul (ECA)

2010
Adquisición de activos de El Paso: Estación de Compresión Naco, Gasoducto Aguaprieta y 50% de participación en Gasoductos de Chihuahua. (negocio conjunto con PGPB)

2012
Firma de contrato Etanoducto (negocio conjunto)
Adjudicación y firma de contrato Gasoducto Sonora

2013
Colocación de deuda USD\$408.3 millones (febrero)
Emisión de acciones USD\$598.8 millones (marzo)
La acción de IEnova forma parte del Índice de Precios y Cotizaciones de la Bolsa Mexicana de Valores (septiembre)
Inicia la construcción de Gasoducto Los Ramones I (negocio conjunto)
Inicia operaciones Terminal de Gas LP Guadalajara (negocio conjunto)
Inicia construcción proyecto eólico Energía Sierra Juárez












*Para efectos de las ofertas públicas de CEBURES y acciones en 2013, nuestros principales activos de transporte de Gas Natural recibieron una denominación alternativa para facilitar su identificación en las presentaciones a los inversionistas. En adelante, podríamos usar cualquiera de estas denominaciones de forma indistinta, para referirnos al mismo activo.

Identificación en Oferta Pública	Nombre de la empresa	Nombre corto
Gasoducto Baja Oriente	Gasoducto Rosarito, S. de R.L. de C.V.	GR
Gasoducto Baja Occidente	Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R.L. de C.V.	TGN

Segmentos de Negocio

En IEnova nos dedicamos al desarrollo, construcción y operación de infraestructura energética en México; para ello incorporamos dos segmentos de negocio: Gas y Electricidad.

Activos en operación

	Nombre	Características	
Gas	 Gasoducto Rosarito (GR)	302 km	
	 Transportadora de Gas Natural de Baja California (TGN)	45 km	
	 Gasoducto Aguaprieta (GAP)	13 km	
		Estación de compresión Naco	14,340 hp
	 Gasoducto San Fernando*	114 km	
	Transporte	 Gasoducto Samalayuca*	37.7 km
	 Estación de compresión Gloria a Dios*	14,300 hp	
 Gasoducto Gas LP TDF*	190 km		
	Almacenamiento en Terminal de Gas LP de Guadalajara *	80,000 bl	
Almacenamiento	 Terminal de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado, Energía Costa Azul (ECA)	320,000 m ³	
Distribución	 ECOGAS	3,468 km de ductos de distribución de gas natural	
	 ECOGAS	98,665 clientes	
Electricidad	Termoeléctrica  Termoeléctrica de Mexicali (TDM)	625 MW	

Proyectos en construcción

	Nombre	Características	Descripción
Gas	Gasoducto Sonora	835 km 36 y 30 pulgadas de diámetro Capacidad combinada total de 1.28 bpcd	Ducto de transporte de gas natural integrado por dos segmentos interconectados ubicado en los estados de Sonora y Sinaloa. La fecha de operación comercial del primer punto de entrega está programada para el cuarto trimestre de 2014.
	 Gasoducto Aguaprieta		
	Transporte	 Gasoducto Los Ramones I*	114 km 48 pulgadas de diámetro Capacidad de 2.1 bpcd
	 Etanoducto*	224 km Capacidad de 151.9 mpcd	Primer sistema privado de transporte de etano en México. Transportará etano desde las instalaciones de procesamiento de PEMEX ubicadas en Tabasco, Chiapas y Veracruz, a la planta de polimerización de etileno y polietileno Etileno XXI, ubicada en Veracruz. La fecha de operación comercial está programada para el primer trimestre 2015.
Electricidad	Proyecto eólico Energía Sierra Juárez 	155 MW	Primer proyecto transfronterizo de generación de energía con fuentes renovables en México. Se estima inicio de operación durante el primer trimestre 2015.

*Activos pertenecientes al negocio conjunto con Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), en los que IEnova tiene una participación del 50%.

*Ciudades de cobertura:**Mexicali**Chihuahua**Delicias**Anáhuac**Torreón**Gómez Palacio**Durango***Inicio de actividades**

ENova 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, enseguida de la reforma del marco jurídico del sector de gas en 1995.

Esta reforma permitió la participación del sector privado en el almacenamiento, transporte y distribución de gas natural. Desde 1997, la presencia de ENova ha crecido a través del desarrollo de proyectos, crecimiento orgánico y adquisiciones, habiendo invertido a 2013, aproximadamente \$2,800 millones de dólares en obras de infraestructura de energía en México incluyendo los activos en operación y construcción.

Ecogas es la marca de ENova para la operación del sistema de distribución de gas natural en siete ciudades de tres zonas geográficas: Mexicali, Chihuahua y La Laguna-Durango.

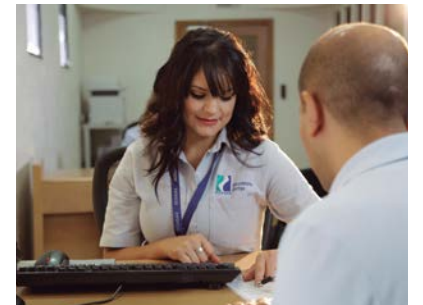
Este sistema está integrado por ductos con una longitud aproximada de 3,468 km y atiende aproximadamente a 99,000 clientes industriales, comerciales y residenciales.

Segmento Gas

En ENova nos dedicamos al desarrollo, construcción y operación de infraestructura de energía en México mediante dos segmentos de negocio: Gas y Electricidad.

El segmento de Gas comprende:

- Distribución de gas natural en siete ciudades a través de la marca Ecogas.
- Transporte de gas natural a través de los sistemas: Transportadora de Gas Natural, Gasoducto Rosarito y Gasoducto Aguaprieta. ENova 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. Nuestros gasoductos han permitido que la CFE convierta a gas natural sus plantas de generación de electricidad anteriormente a base de combustóleo. En el estado de Baja California, ENova es el principal proveedor de gas natural para la CFE.
- Almacenamiento y regasificación de gas natural en la terminal de Ensenada, Baja California. Desarrollada por ENova y puesta en marcha en 2008, esta es la primera terminal de almacenamiento de gas natural en construirse en la costa oeste del continente americano. El Gasoducto Rosarito conecta la terminal con los sistemas de gasoductos existentes a lo largo de la frontera con Estados Unidos.

El segmento de Gas incluye las actividades de distribución, transporte y almacenamiento de gas natural

Distribución

3,468 km

ductos distribución gas natural
al usuario final

98,665 clientes

distribución gas natural

Transporte de gas natural

302 km

Gasoducto Rosarito

45 km

Transportadora de Gas Natural

13 km

Gasoducto Aguaprieta

Compresión

52,340 hp

en tres estaciones

Almacenamiento

320,000 m³

gas natural en la Terminal de Ensenada

Negocio Conjunto con Pemex Gas*

151 km gas natural

Gasoducto San Fernando
Gasoducto Samalayuca

104,300 hp

Tres estaciones de compresión de gas natural

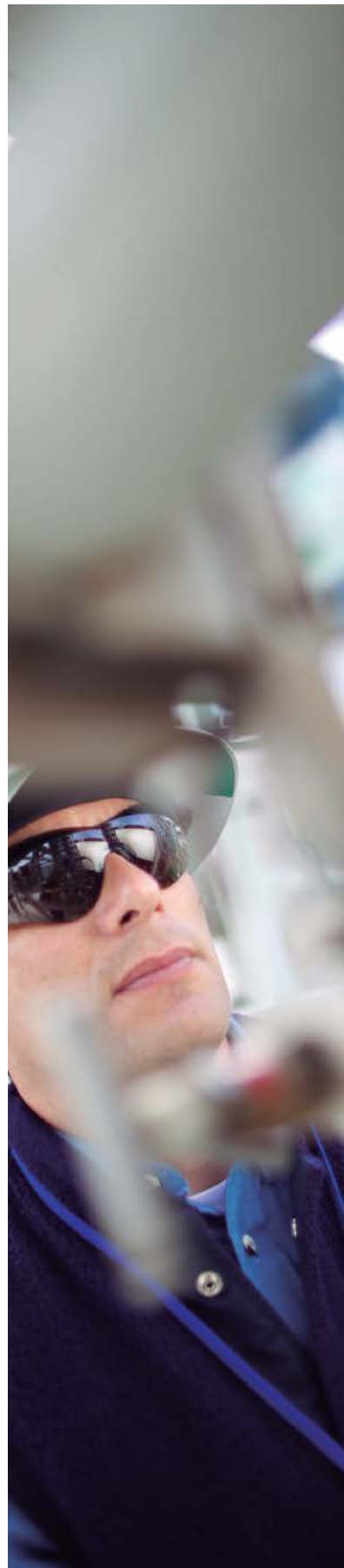
190 km gas LP

Ducto Gas LP

80,000 bl gas LP

Almacenamiento en Terminal de Guadalajara
(barriles)

* Considerando que IEnova y Pemex Gas son titulares cada una del 50% del capital social de Gasoductos de Chihuahua y comparten el control de dicha sociedad, IEnova incluye los resultados de la misma en sus estados financieros de conformidad con el método de participación.





Parque Eólico Auwahi en Maui, Hawaii
(Sempra Energy).

Segmento Electricidad

Enova 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 por su localización tiene acceso a las redes de energía eléctrica tanto de México como de los Estados Unidos. La planta está interconectada al Gasoducto Rosarito, lo que le permite recibir tanto gas natural regasificado por nuestra Terminal de Almacenamiento y Regasificación, como gas importado de los Estados Unidos a través del sistema de North Baja Pipeline.

Enova está desarrollando el proyecto eólico 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 proyecto se localizará cerca de la frontera con los Estados Unidos, a 112 km de la ciudad de San Diego. La primera fase del proyecto incluye la generación de hasta 155 MW mediante 47 turbinas, suficiente para abastecer a aproximadamente 65,000 hogares promedio en los Estados Unidos.

**Alimentada con
gas natural,
Termoeléctrica
de Mexicali es
una planta de
ciclo combinado
con capacidad de
generación de 625
MW**



Termoeléctrica de Mexicali (TDM)

Nuestros activos

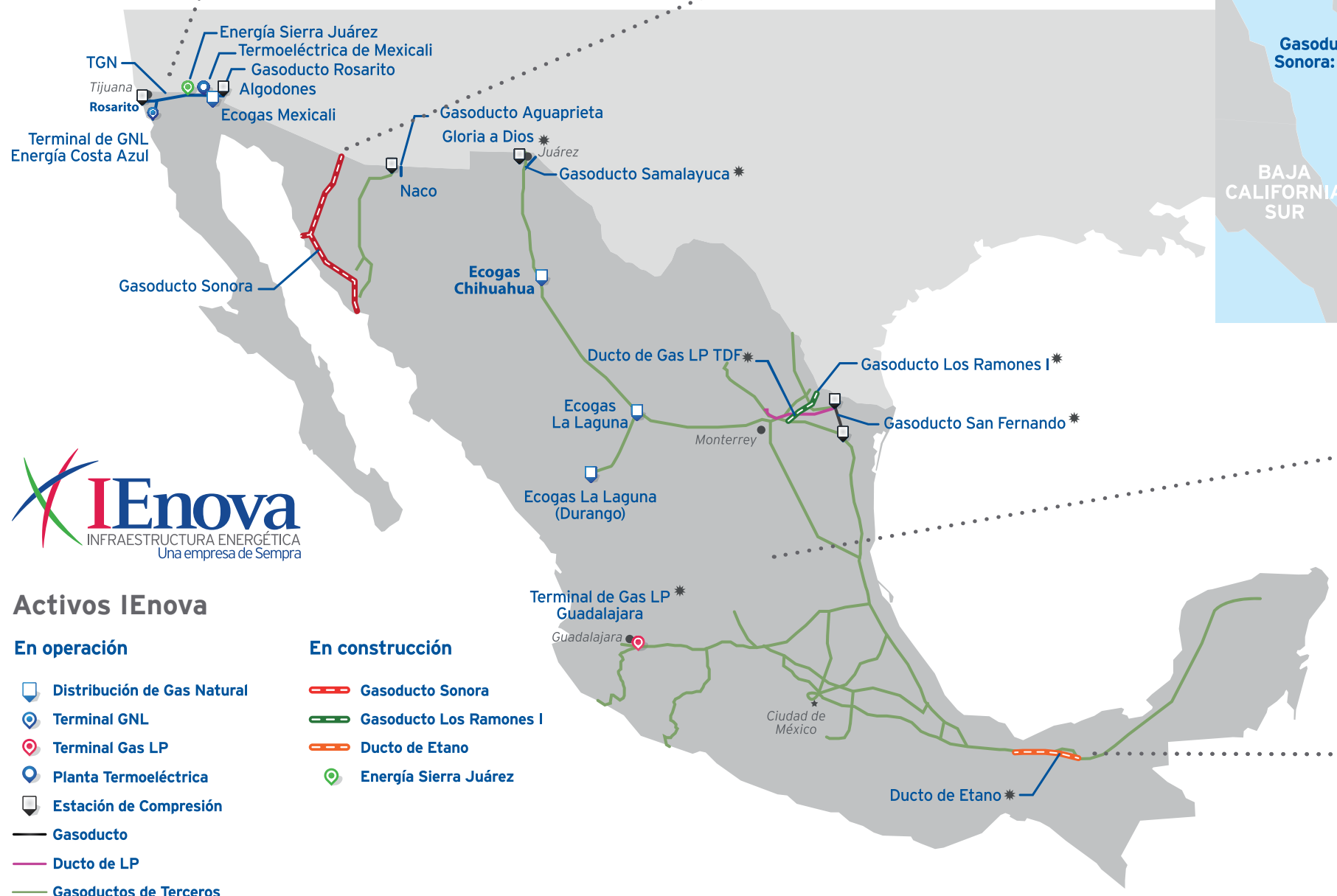
Detalle Baja California



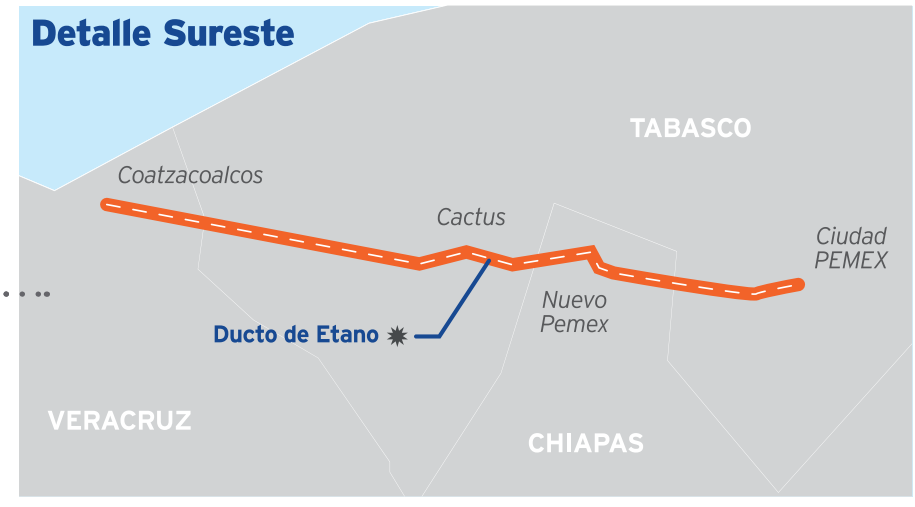
Detalle Sonora



Detalle Centro y Noreste



Detalle Sureste

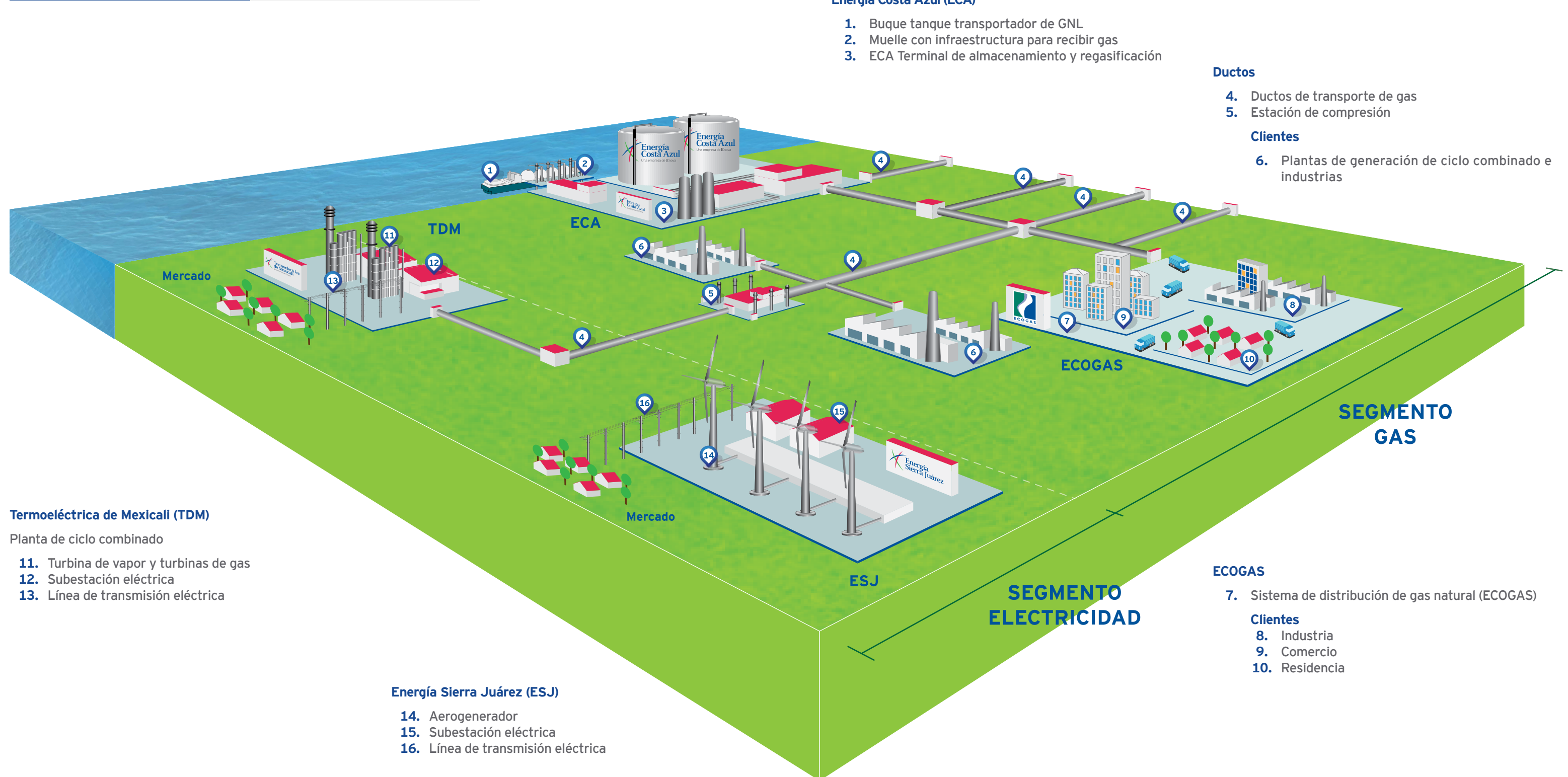


Activos IEnova

- En operación**
- Distribución de Gas Natural
 - Terminal GNL
 - Terminal Gas LP
 - Planta Termoeléctrica
 - Estación de Compresión
 - Gasoducto
 - Ducto de LP
 - Gasoductos de Terceros
 - Activos JV

- En construcción**
- Gasoducto Sonora
 - Gasoducto Los Ramones I
 - Ducto de Etano
 - Energía Sierra Juárez

Nuestras actividades



Informe de Sustentabilidad 2013

IEnova, Energía para México

Mensaje Institucional de Sustentabilidad IEnova	41
Modelo de Sustentabilidad	42

Sustentabilidad

Mensaje Institucional de Sustentabilidad IEnova

La sustentabilidad está integrada al modelo de negocio de IEnova como un camino de mejora continua, enfocado a la generación de valor para nuestros grupos de interés desde tres pilares fundamentales: económico, social y ambiental sobre bases éticas y de gobierno corporativo.

Ejes de acción

Ambiental

Energías limpias y eficientes

Cultura ambiental

Gestión integral de residuos y emisiones

Biodiversidad

Social

Desarrollo integral (profesional y personal)

Diversidad e inclusión

Desarrollo económico y comunitario

Seguridad y salud

Económico

Maximización de valor para el accionista

Uso eficiente de los recursos

Gestión integral de riesgos

Integridad y confiabilidad operativa

Satisfacción del cliente

Cultura ética y gobierno corporativo

IEnova se ha caracterizado por su compromiso ético para operar en estricto cumplimiento de la regulación y normatividad aplicable, comportamiento que nos ha permitido ganar y mantener la confianza en diversos grupos de interés.

Actualmente estamos trabajando para desarrollar una estrategia que nos permita enfocar las acciones de todas las líneas de negocio, bajo un solo modelo que abarque los tres pilares fundamentales de la sustentabilidad, con el fin de fortalecer las relaciones laborales, apoyar a las comunidades a las que pertenecemos, generar una cultura ambiental para cuidar nuestro entorno, incrementar el valor de nuestra acción y producir satisfacción en nuestros clientes, entre otras.

Modelo de Sustentabilidad



Queremos ser una empresa líder en el sector energético en México con un crecimiento sostenido, respetando al medio ambiente y manteniendo y desarrollando una relación de largo plazo y beneficio mutuo con nuestros grupos de interés.

Para mayor información de las acciones que estamos realizando en sustentabilidad, es necesario leer nuestro Informe de Sustentabilidad 2013. www.ienova.com.mx.

Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados 2013

Las cifras se presentan en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional de IEnova, a menos que se indique otra unidad; y de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS por sus siglas en inglés) emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Información Financiera (IASB por sus siglas en inglés).

Resumen Ejecutivo, Año Completo 2013 comparado con el Año Completo de 2012.

- Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2013 la utilidad fue \$142.4 millones, comparada con \$194.0 millones en 2012, la variación es resultado de un cargo no recurrente en los impuestos a la utilidad debido a la reforma fiscal, mayores gastos de administración relacionados con la expansión de la estructura corporativa de la compañía como resultado de ser una empresa pública y el impacto de cambios en acuerdos comerciales.
- Por el año 2013, los ingresos fueron de \$677.8 millones, comparados con ingresos de \$607.6 millones en el año 2012, resultado de mayores precios de electricidad y gas natural, parcialmente compensados por cambios en acuerdos comerciales.
- El costo de ventas por el año 2013 fue \$328.8 millones, comparado con \$253.3 en 2012, principalmente por mayores precios de gas natural en ambos segmentos y costos asociados con bonos de carbono en nuestro segmento de Electricidad.

Las siguientes tablas incluyen nuestros resultados de los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012.

i. Resultados de operaciones

Estados Consolidados de Pérdidas y Ganancias

(miles de dólares)	Año terminado el 31 de diciembre de	
	2013	2012
Ingresos	\$ 677,836	\$ 607,607
Costo de venta	(328,817)	(253,299)
Gastos de administración y otros	(99,685)	(76,423)
Depreciación y amortización	(61,164)	(61,349)
Ingresos (costos) financieros netos	(3,663)	(10,319)
Otras ganancias y (pérdidas)	6,986	(8,845)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocio conjunto	191,493	197,372
Impuestos a la utilidad	(83,792)	(40,801)
Participación en las utilidades de negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad	34,689	37,444
Utilidad del periodo	\$ 142,390	\$ 194,015

Información de segmentos

La información por segmento se presenta después de la eliminación de operaciones intercompañías.

Utilidad (Pérdida) antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocio conjunto

(miles de dólares)	Año terminado el 31 de diciembre de	
	2013	2012
Segmento Gas	\$ 202,772	\$ 214,684
Segmento Electricidad	(591)	4,388
Corporativo	(10,688)	(21,700)
	\$ 191,493	\$ 197,372

Segmento Gas

El Segmento de Gas registró una utilidad antes de impuestos y de participación en las utilidades del negocio conjunto de \$202.8 millones, comparado con \$214.7 millones del año 2012. La variación fue resultado del cambio en un acuerdo comercial, mayores gastos de administración y otros gastos, parcialmente compensados por la capitalización de intereses relacionados con el proyecto Gasoducto de Sonora.

Segmento Electricidad

El segmento de Electricidad registró una pérdida antes de impuestos \$0.6 millones, comparada con una utilidad antes de impuestos de \$4.4 millones en el año 2012 debido a mayores costos asociados con bonos de carbono, mayores gastos de administración y otros gastos, principalmente el mantenimiento programado de la planta de energía, parcialmente compensados por mayores precios de electricidad.

Corporativo

El segmento Corporativo registró una pérdida antes de impuestos de \$10.7 millones en 2013, comparado con \$21.7 millones en 2012, debido a ganancias por la valuación de mercado de un contrato de derivados de tasa de interés, parcialmente compensado por mayores gastos de interés.

Ingresos

(miles de dólares)	Año terminado el 31 de diciembre de	
	2013	2012
Segmento Gas	\$ 507,814	\$ 478,273
Segmento Electricidad	168,340	127,656
Corporativo	1,682	1,678
	\$ 677,836	\$ 607,607

Segmento Gas

En 2013, el segmento Gas registró ingresos por \$507.8 millones comparados con \$478.3 millones en 2012 debido a mayores precios de gas natural, parcialmente compensados por cambios en un acuerdo comercial.

Segmento Electricidad

En 2013, el segmento Electricidad registró ingresos por \$168.3 millones comparados con \$127.7 millones en 2012, debido principalmente a mayores precios de electricidad.

Costo de Ventas

(miles de dólares)	Año terminado el 31 de diciembre de	
	2013	2012
Segmento Gas	\$ 199,053	\$ 163,396
Segmento Electricidad	129,764	89,903
	\$ 328,817	\$ 253,299

Segmento Gas

El costo de ventas en el segmento Gas para el año 2013 fue \$199.1 millones, comparado con \$163.4 millones para el año de 2012, debido a mayor costo del gas natural.

Segmento Electricidad

Por el año 2013, el costo de ventas del segmento de Electricidad fue \$129.8 millones comparados con \$89.9 millones en 2012 debido principalmente a mayores costos del gas natural y costos asociados con bonos de carbono.

Gastos de Administración y Otros

Los gastos de administración y otros fueron \$99.7 millones durante el año 2013, comparados con \$76.4 millones en 2012. El incremento fue debido principalmente a mayores gastos administrativos relacionados con la expansión de la estructura corporativa de la compañía como resultado de ser una empresa pública y mayores gastos operativos debido al mantenimiento programado en el segmento de electricidad.

Costos Financieros Netos

Los costos financieros netos fueron \$3.7 millones durante el año 2013, comparados con \$10.3 millones para 2012, debido principalmente a mayores intereses capitalizados relacionados con el proyecto Gasoducto de Sonora y el proyecto eólico Energía Sierra Juárez.

Otras Ganancias y (Perdidas)

Otras ganancias fueron \$7.0 millones durante 2013, comparadas con otras pérdidas de \$8.8 millones en 2012 debido principalmente a ganancias en derivados durante 2013 comparadas con pérdidas en 2012.

Impuestos a la Utilidad

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

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

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

UAIDA Ajustada

Se presenta la "UAIDA" y la "UAIDA Ajustada" para fines de conveniencia para los inversionistas. UAIDA y UAIDA Ajustada, no son medidas de desempeño financiero bajo IFRS y no deben considerarse como alternativas de la utilidad neta o la utilidad de operación como medida del desempeño operativo o para flujos de efectivo generados por las operaciones como una medida de liquidez.

Nuestra definición de UAIDA es la utilidad consolidada después de sumar o restar, según sea el caso: (1) la depreciación y amortización; (2) los ingresos (costos) financieros netos; (3) los impuestos a la utilidad; y (4) otras (pérdidas) y ganancias (que incluyen utilidades/(pérdidas) cambiarias, las (pérdidas)/ganancias netas derivadas de pasivos financieros clasificados con fines de negociación asociados con los cambios en la valuación de nuestro contrato de derivado de tasas de interés y el efecto de la inflación en el valor de los impuestos por recuperar).

La "UAIDA del negocio conjunto" se define como nuestro 50% de la utilidad del negocio conjunto con PEMEX, después de sumar o restar, según sea el caso: (1) la depreciación y amortización; (2) los ingresos (costos) financieros netos, y (3) los impuestos a la utilidad; dicha inversión es contabilizada bajo el método de participación.

	Año terminado el 31 de diciembre de	
(miles de dólares)	2013	2012
Segmento Gas	\$ 235,841	\$ 258,672
Segmento Electricidad	14,604	20,799
Corporativo	(1,111)	(1,586)
UAIDA	249,334	277,885
UAIDA del negocio conjunto (50%)	53,751	52,190
UAIDA ajustada	\$ 303,085	\$ 330,075

ii. Posición Financiera, Liquidez y Recursos de Capital

Estados de Posición Financiera Consolidados, Condensados

(miles de dólares)	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012
Activos		
Activos circulantes		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 103,880	\$ 85,073
Inversiones de corto plazo	207,027	–
Otros activos circulantes ⁽¹⁾	187,221	151,883
Total de activos circulantes	498,128	236,956
Activos no circulantes		
Inversiones en negocios conjuntos	366,288	331,599
Propiedades, planta y equipo neto	2,213,837	1,884,739
Otros activos no circulantes ⁽²⁾	163,655	47,424
Total de activos no circulantes	2,743,780	2,263,762
Total de activos	\$ 3,241,908	\$ 2,500,718
Capital y pasivos		
Pasivos circulantes ⁽³⁾	\$ 193,089	\$ 160,207
Pasivos a largo plazo		
Deuda a largo plazo ⁽⁴⁾	394,656	–
Cuentas por pagar a partes relacionadas	38,893	331,803
Otros pasivos no circulantes ⁽⁵⁾	298,858	245,590
Total de pasivos no circulantes	732,407	577,393
Total de pasivos	925,496	737,600
Total de capital contable	2,316,412	1,763,118
Total de pasivo y capital contable	\$ 3,241,908	\$ 2,500,718

(1) Los otros activos circulantes incluyen las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, netas; las cantidades circulantes adeudadas por personas relacionadas; los impuestos recuperables circulantes; los inventarios 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 diferidos; el crédito mercantil; y otros activos no circulantes de menor importancia.

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

(4) La deuda a largo plazo incluye pasivos a largo plazo de los tenedores de los bonos y otros terceros.

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

Liquidez y Recursos de Capital

Somos una sociedad controladora. Por lo tanto, nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones y fundear nuestras necesidades de capital depende de nuestra capacidad para generar flujos de efectivo de nuestras operaciones, los términos y condiciones de financiamiento que obtengamos, así como de nuestro acceso al mercado de capitales.

Fuentes de Efectivo y Destino de los Recursos

(miles de dólares)	Año terminado el 31 de diciembre de	
	2013	2012
Efectivo al principio del periodo	\$ 85,073	\$ 27,364
Flujos de efectivo de actividades de operación	162,760	173,432
Flujos de efectivo de actividades de inversión*	(576,699)	(49,275)
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento	436,144	(69,207)
Efectos por cambios en el valor del efectivo mantenido en moneda extranjera	(3,398)	2,759
Efectivo al final del periodo	\$ 103,880	\$ 85,073

* Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013, incluye un incremento de las inversiones a corto plazo por \$207.0 millones.

Actividades de operación

El efectivo neto utilizado en las actividades de operación durante el año 2013 fue de \$162.8 millones, comparado con \$173.4 millones en 2012. La variación fue debido a cambios en el capital de trabajo.

Actividades de inversión

El efectivo neto utilizado en las actividades de inversión en el año 2013 fue de \$576.7 millones, comparado con \$49.3 millones 2012. La variación fue debida a las inversiones en los proyectos Gasoducto de Sonora y proyecto eólico Energía Sierra Juárez.

Actividades de financiamiento

El efectivo neto generado en las actividades de financiamiento durante el año 2013 fue de \$436.1 millones, debido principalmente a los ingresos de la emisión de deuda de \$408.3 millones en febrero y a la oferta inicial pública de acciones de \$598.8 millones en marzo, parcialmente compensado por el pago de préstamos con afiliadas por \$388.0 millones y el pago de dividendos por \$156.0 millones. El efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento en el año 2012 fue \$69.2 millones debido principalmente al pago de dividendos así como la disposición y pago de préstamos obtenidos de afiliadas.

iii. Controles internos

Nuestra administración es responsable de mantener un sistema de control interno sobre la información financiera. Este sistema proporciona a nuestros accionistas una garantía razonable de que nuestras transacciones se llevan a cabo y se mantienen de acuerdo con los lineamientos establecidos por nuestra administración y de que nuestros registros financieros constituyen una base confiable para la preparación de nuestros estados financieros.

El sistema de control interno sobre la información financiera está respaldado por auditorías recurrentes, cuyos resultados son reportados a la administración a lo largo del año. Además, conservamos bases de datos confiables y utilizamos sistemas modernos y eficientes diseñados para generar la información financiera clave en tiempo real. Estos sistemas también facilitan la preparación de reportes financieros en forma eficiente.

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

(Anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)

Estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012 y Dictamen de los auditores independientes del 15 de abril de 2014

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

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias) (la "Compañía"), los cuales comprenden los estados consolidados de posición financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y los estados consolidados de ganancias y pérdidas, ganancias y pérdidas y otros ingresos integrales, de variaciones en el capital contable y de flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la administración en relación con los estados financieros consolidados

La administración de la Compañía es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, y del control interno que la administración de la Compañía considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de errores importantes debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos con base en nuestras auditorías. Hemos llevado a cabo nuestras auditorías de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas exigen que cumplamos los requisitos de ética, así como que planeemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de errores importantes.

Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited, sociedad privada de responsabilidad limitada en el Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de ellas como una entidad legal única e independiente. Conozca en www.deloitte.com/mx/conozcanos la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

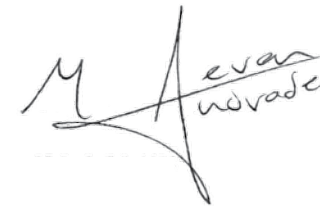
Una auditoría consiste en la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de error importante en los estados financieros consolidados debido a fraude o error. Al efectuar dicha evaluación de riesgo, el auditor considera el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados por parte de la Entidad, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de lo adecuado de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que la evidencia que hemos obtenido en nuestras auditorías proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias) al 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como sus resultados y sus flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios terminados en dichas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

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



C. P. C. Miguel Angel Andrade Leven
15 de abril de 2014

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)

Estados consolidados de posición financiera

(En miles de dólares estadounidenses)

Activos	Notas	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012 (Nota 2.3.)
Activos circulantes:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	\$ 103,880	\$ 85,073
Inversiones en valores a corto plazo	4	207,027	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar – Neto	5	64,035	78,968
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	6	24,860	28,946
Impuestos a la utilidad por recuperar	21	15,931	8,840
Inventario de gas natural	7	3,836	9,273
Instrumentos financieros derivados	20	9,188	2,827
Impuesto al Valor Agregado por recuperar		43,914	12,626
Otros activos	9	<u>25,457</u>	<u>10,403</u>
Total de activos circulantes		<u>498,128</u>	<u>236,956</u>
Activos no circulantes:			
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	6	331	416
Instrumentos financieros derivados	20	-	2,330
Arrendamientos financieros por cobrar	8	14,700	14,756
Impuestos a la utilidad diferidos	21	106,227	2,375
Inversiones en negocio conjunto	10	366,288	331,599
Crédito mercantil	11	25,654	25,654
Propiedad, planta y equipo – Neto	12	2,213,837	1,884,739
Bonos de carbono	17	11,584	-
Otros activos	9	<u>5,159</u>	<u>1,893</u>
Total de activos no circulantes		<u>2,743,780</u>	<u>2,263,762</u>
Total de activos		<u>\$ 3,241,908</u>	<u>\$ 2,500,718</u>

Pasivos y capital contable	Notas	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012 (Nota 2.3.)
Pasivos circulantes:			
Cuentas por pagar	13	\$ 49,459	\$ 24,448
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6	3,655	93,455
Impuestos a la utilidad por pagar	21	90,130	18,170
Instrumentos financieros derivados	20	10,705	11,434
Otros pasivos financieros	15	12,853	1,605
Provisiones	18	1,945	2,788
Otros impuestos por pagar		7,815	5,790
Otros pasivos	16	<u>16,527</u>	<u>2,517</u>
Total de pasivos circulantes		<u>193,089</u>	<u>160,207</u>
Pasivos a largo plazo:			
Deuda a largo plazo – Neto	19	394,656	-
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6	38,893	331,803
Impuestos a la utilidad diferidos	21	205,385	170,169
Bonos de carbono	17	11,151	-
Provisiones	18	26,430	34,820
Instrumentos financieros derivados	20	53,208	38,448
Beneficios a los empleados	14	<u>2,684</u>	<u>2,153</u>
Total de pasivos a largo plazo		<u>732,407</u>	<u>577,393</u>
Total de pasivos		<u>925,496</u>	<u>737,600</u>
Capital contable:			
Capital social	22	762,949	618,752
Aportación adicional de capital	22	973,953	536,577
Otras partidas de utilidad integral		(24,273)	(9,604)
Utilidades retenidas		<u>603,783</u>	<u>617,393</u>
Total de capital contable participación controladora		<u>2,316,412</u>	<u>1,763,118</u>
Total de pasivos y capital contable		<u>\$ 3,241,908</u>	<u>\$ 2,500,718</u>

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

**Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)**

Estados consolidados de ganancias y pérdidas

(En miles de dólares estadounidenses, excepto por los montos de acciones)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
		2013	2012
Ingresos	24	\$ 677,836	\$ 607,607
Costo de ingresos		(328,817)	(253,299)
Gastos de administración y otros	26	(99,685)	(76,423)
Depreciación y amortización	29	(61,164)	(61,349)
Ingresos por interés	25	1,372	1,027
Costos financieros	28	(5,035)	(11,346)
Otras ganancias y (pérdidas)	27	<u>6,986</u>	<u>(8,845)</u>
Utilidad antes de impuestos a la utilidad y de participación en las utilidades de negocio conjunto		191,493	197,372
Gasto por impuestos a la utilidad	21	(83,792)	(40,801)
Participación en las utilidades de negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad	10	<u>34,689</u>	<u>37,444</u>
		<u>(49,103)</u>	<u>(3,357)</u>
Utilidad del año	30	<u>\$ 142,390</u>	<u>\$ 194,015</u>

Todos los resultados provienen de operaciones continuas.

Todas las utilidades son atribuibles a Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. (antes Sempra México, S. A. de C. V.).

Utilidad por acción:

Utilidad por acción básica y diluida	30	\$ 0.13	\$ 0.21
--------------------------------------	----	---------	---------

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

**Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)**

**Estados consolidados de ganancias y pérdidas
y otros ingresos integrales**

(En miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
		2013	2012
Utilidad del año	30	\$ 142,390	\$ 194,015
Otras partidas de utilidad (pérdida) integral:			
Partidas que no serán reclasificadas a resultados:			
Utilidades actuariales en planes de beneficios definidos	14	179	414
Impuestos a la utilidad diferidos relativos a utilidades actuariales en planes de beneficios definidos		(54)	(124)
Total de partidas que no serán reclasificadas a resultados		<u>125</u>	<u>290</u>
Partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados:			
Pérdida en valuación en instrumentos financieros de cobertura		(18,381)	-
Impuesto a la utilidad diferidos relativos a la pérdida de instrumentos financieros de cobertura	21	5,514	-
Diferencias cambiarias en conversión de operaciones en moneda extranjera		(1,927)	13,650
Total de partidas que pueden ser reclasificadas posteriormente a resultados		<u>(14,794)</u>	<u>13,650</u>
Otras partidas de (pérdida) utilidad del año		<u>(14,669)</u>	<u>13,940</u>
Total de utilidad integral del año		<u>\$ 127,721</u>	<u>\$ 207,955</u>

Todas las utilidades integrales son atribuibles a Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C.V. (antes Sempra México, S. A. de C. V.).

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

**Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)**

Estados consolidados de variaciones en el capital contable

(En miles de dólares estadounidenses)

	Capital social	Aportación adicional de capital	Otras partidas de utilidad integral	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	\$ 524,842	\$ 536,577	\$ (23,544)	\$ 657,388	\$ 1,695,263
Utilidad del año	-	-	-	194,015	194,015
Utilidades actuariales en planes de beneficios definidos – Neto	-	-	290	-	290
Efecto de la conversión de operaciones extranjeras	-	-	13,650	-	13,650
Total de utilidad integral del año	-	-	13,940	194,015	207,955
Capitalización de utilidades retenidas de Sempra Gasoductos Mexico, S. de R. L. de C. V.	93,910	-	-	(93,910)	-
Pago de dividendos (Nota 23)	-	-	-	(140,100)	(140,100)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	618,752	536,577	(9,604)	617,393	1,763,118
Utilidad del año	-	-	-	142,390	142,390
Pérdida en valuación de instrumentos de cobertura – Neto	-	-	(12,867)	-	(12,867)
Utilidades actuariales en planes de beneficios definidos – Neto	-	-	125	-	125
Efecto de la conversión de operaciones extranjeras	-	-	(1,927)	-	(1,927)
Total de utilidad integral del año	-	-	(14,669)	142,390	127,721
Emisión de acciones ordinarias a través de oferta pública inicial – Neto (Nota 22)	144,197	437,376	-	-	581,573
Pago de dividendos (Nota 23)	-	-	-	(156,000)	(156,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	\$ 762,949	\$ 973,953	\$ (24,273)	\$ 603,783	\$ 2,316,412

**Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias
(anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)**

Estados consolidados de flujos de efectivo

(En miles de dólares estadounidenses)

(Método indirecto)

		Por el año terminado el 31 de diciembre de	
	Notas	2013	2012
Flujos de efectivo provenientes de actividades de operación			
Utilidad del año	30	\$ 142,390	\$ 194,015
Ajustes por:			
Gasto por impuestos a la utilidad	21	83,792	40,801
Participación en las utilidades de negocio conjunto, neto de impuestos a la utilidad	10	(34,689)	(37,444)
Costos financieros	28	5,035	11,346
Ingresos por interés	25	(1,372)	(1,027)
Pérdida en venta de propiedad, planta y equipo		5,391	561
Pérdida por deterioro reconocida en cuentas por cobrar		9	281
Depreciación de activos no circulantes	24	61,014	61,199
Amortización de activos no circulantes	24	150	150
Pérdida cambiaria, neta		2,303	1,631
Ganancia por valuación de instrumentos financieros derivados		(19,000)	(1,238)
		<u>245,023</u>	<u>270,275</u>
Movimientos en el capital de trabajo:			
Disminución (aumento) en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		19,066	(36,520)
Disminución en inventarios		5,437	1,306
(Aumento) disminución en otros activos		(54,057)	2,028
Aumento (disminución) en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		18,241	(26,591)
(Disminución) aumento en provisiones		(28,512)	513
Aumento (disminución) en otros pasivos		<u>32,219</u>	<u>(2,077)</u>
Efectivo generado de operación		237,417	208,934
Impuestos a la utilidad pagados		<u>(74,657)</u>	<u>(35,502)</u>
Efectivo neto generado en actividades de operación		<u>162,760</u>	<u>173,432</u>
Flujos de efectivo de actividades de inversión:			
Intereses recibidos		-	1,003
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo		(369,672)	(50,278)
Inversiones en valores a corto plazo		<u>(207,027)</u>	<u>-</u>
Efectivo neto (usado) en actividades de inversión	4	<u>(576,699)</u>	<u>(49,275)</u>

		Por el año terminado el 31 de diciembre de	
	Notas	2013	2012
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento			
Intereses pagados		(11,557)	(9,421)
Emisión de acciones ordinarias a través de oferta pública inicial		598,812	-
Costos de emisión de acciones ordinarias		(24,627)	-
Flujos procedentes de préstamos de partes relacionadas		12,383	209,013
Préstamos otorgados a partes relacionadas		(100)	-
Pagos de préstamos a partes relacionadas		(388,042)	(128,699)
Flujos por emisión de deuda a largo plazo		408,278	-
Costos de emisión de deuda a largo plazo		(3,003)	-
Dividendos pagados	23	<u>(156,000)</u>	<u>(140,100)</u>
Efectivo neto generado (utilizado) en actividades de financiamiento		<u>436,144</u>	<u>(69,207)</u>
Incremento neto en efectivo y equivalentes de efectivo		<u>22,205</u>	<u>54,950</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año		85,073	27,364
Efectos por cambios en el valor del efectivo mantenido en moneda extranjera		<u>(3,398)</u>	<u>2,759</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	4	<u><u>\$ 103,880</u></u>	<u><u>\$ 85,073</u></u>

Las notas adjuntas son parte de los estados financieros consolidados.

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias)

Notas a los estados financieros consolidados

Por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de dólares estadounidenses, excepto en donde se indique lo contrario)

1. Información general, eventos relevantes y actividades

1.1. Información general

Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. y Subsidiarias (anteriormente Sempra México, S. A. de C. V. y Subsidiarias) (“IEnova”) (en su conjunto, la “Compañía”) son constituidas y con domicilio en México. Su matriz y última controladora es Sempra Energy (“Controladora”) la cual está constituida y tiene su domicilio en los Estados Unidos de América (“Estados Unidos”). Su domicilio social y los lugares principales en donde opera se encuentran descritos en la Nota 36.

1.2. Eventos relevantes

1.2.1. Cambio de denominación social –

Con fecha 15 de febrero de 2013, a través de Asamblea General de Socios, se aprobó el cambio del tipo de sociedad de Sempra México, de una Sociedad de Responsabilidad Limitada de Capital Variable (“S. de R. L. de C. V.”) a una Sociedad Anónima de Capital Variable (“S. A. de C. V.”). Posteriormente, con fecha 1 de marzo de 2013, a través de Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, se aprobó el cambio de denominación de Sempra México, S. A. de C. V. por el de “Infraestructura Energética Nova, S. A. de C. V.”

Por otra parte, conforme lo descrito en la Nota 1.2.3., a través de Resoluciones Unánimes adoptadas fuera de la Asamblea de Accionistas de la Compañía, del 6 de marzo de 2013, se aprobó el cambio de denominación de la sociedad de Infraestructura Energética Nova, S. A. de C. V. para cumplir con las disposiciones de la Ley del Mercado de Valores, a una Sociedad Anónima Bursátil de Capital Variable (“S. A. B. de C. V.”), quedando su denominación social como “Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V.”

1.2.2. Emisión de certificados bursátiles –

Con fecha 11 de febrero de 2013, la Compañía recibió autorización de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (“CNBV”), de un programa para la emisión y oferta pública en México de Certificados Bursátiles (“CEBURES”) hasta por un monto de \$12,800 millones de pesos o su equivalente en Unidades de Inversión (“UDIs”), con una vigencia de 5 años.

Con fecha 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó 2 colocaciones públicas de CEBURES conforme al programa descrito anteriormente. La primer colocación fue de \$102 millones (\$1,300 millones de pesos) y la segunda colocación fue por \$306 millones (\$3,900 millones de pesos). Ver más detalles en Nota 19.

Los recursos netos que provenientes de las emisiones de CEBURES, fueron utilizados para el pago de sus pasivos con partes relacionadas en el extranjero y para usos corporativos generales, incluyendo gastos de inversión (desarrollo de los proyectos de nuevos gasoductos) y capital de trabajo.

1.2.3. Oferta pública de capital –

El 21 de marzo de 2013, la Compañía llevó a cabo una Oferta Pública Inicial de acciones (“IPO”, por sus siglas en inglés) en México y una oferta privada de acciones en los mercados internacionales (en su conjunto “la Oferta Global”). A través de la Oferta Global, la Compañía emitió 189,661,305 acciones a un precio de colocación de \$34.00 pesos por acción, dicha oferta incluyó una opción de sobreasignación de hasta 28,449,196 acciones. El monto de esta oferta global fue de \$520,707 (\$6,448.4 millones de pesos).

El 27 de marzo de 2013, en seguimiento a la Oferta Global, los intermediarios colocadores tanto en México como en el extranjero ejercieron las opciones de sobreasignación acordadas. El monto de las sobreasignaciones fue de \$78,106 (\$967 millones de pesos) que correspondían a 28,449,196 acciones al precio de colocación de \$34.00 pesos por acción.

Derivado de lo anterior, los recursos totales que la Compañía obtuvo como resultado de la Oferta Global fueron de \$574,185 (\$7,118.4 millones de pesos), netos de costos de emisión por \$24,267 (\$297.3 millones de pesos). Posterior a la Oferta Global de la Compañía, el capital suscrito y pagado de IEnova está representado por un total de 1,154,023,812 acciones.

Los recursos netos provenientes de la Oferta Global se encuentran en inversiones a corto plazo y serán utilizados para fines corporativos generales y para el financiamiento de los planes de inversión y expansión actuales de la Compañía.

1.2.4. Proyectos en desarrollo –

- a. *Proyecto Sonora (“Gasoducto Noroeste”)*. El 25 de abril de 2013, Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. (“GAP”), compañía subsidiaria, celebró un contrato llave en mano con GDI SICIM Pipelines, S. A. de C. V. (“GSP”) en relación al Proyecto Sonora, para la construcción y operación de una red de gasoductos de aproximadamente 505 kilómetros, con la alternativa de extenderlo a 835 kilómetros totales de acuerdo a los contratos de servicio de transporte de gas natural celebrados entre GAP y la Comisión Federal de Electricidad (“CFE”) en octubre de 2012. Ver más detalles en Nota 31.
- b. *Energía Sierra Juárez*. El 17 de mayo de 2013, Energía Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V. (“ESJ”), ESJ Turbinas, S. de R. L. de C. V. (“ESJ Turbinas”) y ESJ Turbinas II, S. de R. L. de C. V. (“ESJ Turbinas II”), subsidiarias de la Compañía, celebraron con Vestas WTG México, S. A. de C. V. (“Vestas”), un Contrato de Suministro y de Garantía de Aerogeneradores para la ejecución de la primera fase del proyecto Energía Sierra Juárez, de aproximadamente 155.1 mega watts (“MW”), de un parque eólico con una capacidad proyectada de hasta 1,200 MW en la cadena montañosa conocida como Sierra de Juárez en el estado de Baja California, Mexico. Ver más detalles en Nota 31.
- c. *Los Ramones I*. El 19 de julio de 2013, a través de Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. (“GdC”), negocio conjunto con PEMEX Gas y Petroquímica Básica (“PGPB”) (Ver Nota 10), se celebró un contrato con para la prestación del servicio de transporte de gas natural en firme con PGPB, por un plazo de 25 años y respecto de la totalidad de la capacidad de transporte del gasoducto conocido como “Los Ramones I”.

El proyecto Los Ramones I, es un sistema de transporte de gas natural por ducto de aproximadamente 114 kilómetros de longitud, 48 pulgadas de diámetro y una capacidad de transporte en su etapa final de 2.1 billones de pies cúbicos por día, con una trayectoria que iniciará en la frontera con los Estados Unidos en un punto cercano a la ciudad de Camargo, Tamaulipas y finalizará en Los Ramones, Nuevo León. El sistema de transporte se interconectará en el punto de origen en la frontera con el gasoducto “Agua Dulce-Frontera” y en el punto de destino con el gasoducto de aproximadamente 740 kilómetros de longitud y 42 pulgadas de diámetro conocido como “Los Ramones II”.

- d. *Los Ramones Norte*. El 25 de octubre de 2013, PGPB definió la implementación del Proyecto “Los Ramones II” en dos trayectos denominados *Ramones Norte* y *Ramones Sur*, debido a que declaró desierta la licitación de dicho proyecto el 15 de octubre de 2013.

El desarrollo del trayecto Los Ramones Norte estará a cargo de GdC; el trayecto comprende una inversión de \$1,052 millones aproximadamente, abarca 441 kilómetros de ducto y dos estaciones de compresión, entre Los Ramones I, Nuevo León, y San Luis Potosí.

1.2.5. Reformas hacendaria y energética

- a. *Reforma hacendaria*. El 8 de septiembre de 2013, la Presidencia de la República anunció la iniciativa de Reforma Hacendaria. El 11 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el decreto que reforma, adiciona y abroga diversas disposiciones fiscales y entra en vigor el 1 de enero de 2014; en dicho decreto se abrogan la Ley del Impuesto Empresarial a Tasa Única (“IETU”), y la Ley del Impuesto Sobre la Renta (“ISR”), vigentes hasta el 31 de diciembre de 2013, y se expide una nueva Ley del ISR.

Los principales impactos de dicha reforma para IEnova en sus estados financieros consolidados son:

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

El impacto en las utilidades del año por este cambio en la tasa son los siguientes:

- En 2013, aproximadamente \$15 millones de gasto por ISR considerando sus impactos en impuestos a la utilidad diferidos.
- Para 2014 y hasta el 2018, se estima un mayor gasto por ISR de aproximadamente \$27 millones durante los cinco años próximos.
- *Consolidación fiscal*. El régimen de consolidación fiscal vigente al 31 de diciembre de 2013 fue sustituido por un nuevo régimen en el que los beneficios fiscales se recuperan en tres años en lugar de cinco años. De acuerdo con esta reforma, con la derogación del régimen de consolidación fiscal existe la obligación de realizar un pago anticipado de aproximadamente \$87 millones en 2014, mismos que son incluidos en la línea de Impuestos a la utilidad por pagar a corto plazo en los estados consolidados de posición financiera.

Adicionalmente, como se menciona en la Nota 34.b. al caer en los supuestos de no consolidación, los efectos de los impuestos por recuperar y por pagar en las subsidiarias, son presentados de forma separada al 31 de diciembre de 2013, en los estados consolidados de posición financiera, considerando que la Compañía ya no mantiene el derecho a compensar dichos saldos ante la autoridad fiscal por no consolidar fiscalmente.

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

- b. *Reforma energética.* El 20 de diciembre de 2013 el Presidente de la República firmó el decreto de reforma constitucional en materia energética aprobada por el Congreso de la Unión y la mayoría de los congresos estatales. Con el decreto se modifican los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, con lo que ahora se permite la inversión privada en los sectores de exploración y producción de hidrocarburos, petroquímica, refinación, transporte, almacenamiento y distribución de productos petrolíferos y en transmisión y distribución de electricidad. A la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no ha sido promulgada la legislación secundaria que definirá los detalles de la participación privada en los segmentos de negocio mencionados.

La incursión de La Compañía en los nuevos segmentos de negocio abiertos a participación privada a partir de la reforma constitucional en materia energética, dependerán de que los proyectos específicos añadan valor y crecimiento sustanciales a nuestro portafolio, fundamentalmente a través de la obtención de sinergias, y de que se apeguen a su política de selección de proyectos.

1.3. Actividades

La Compañía opera en el sector energético. La Compañía está organizada en dos segmentos operativos, Gas y Electricidad, sobre los cuales informa. Las operaciones identificadas como Corporativo son de la controladora o subcontroladoras. (Ver Nota 24).

El segmento de Gas desarrolla, posee y opera, o tiene participación en, ductos de gas natural y gas licuado de petróleo (“GLP”), almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural y GLP, en los siguientes estados de México, Baja California, Sonora, Sinaloa, Coahuila, Chihuahua, , Durango, Tamaulipas, Nuevo León y Jalisco. Además posee y opera una unidad de regasificación y almacenamiento de gas natural licuado (“GNL”) en Baja California, México, para la importación de GNL.

El segmento de Electricidad posee y opera una planta termoeléctrica de gas natural que incluye dos turbinas de turbogas y una turbina de vapor, y está desarrollando un proyecto de energía renovable en Baja California, México, utilizando los recursos eólicos para suministrar energía a clientes en los Estados Unidos.

1.3.1. *Segmento de Gas.* Las subsidiarias de la Compañía incluidas a este segmento son:

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

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

En mayo de 2009, la CRE aprobó el tercer plan quinquenal de ECO para la zona de distribución de Chihuahua, Chihuahua y Mexicali, Baja California, y en junio de 2010 para la zona de distribución local de La Laguna-Durango. Adicionalmente, en 2010, la CRE autorizó el ajuste a las tarifas autorizadas para ser aplicadas en el plan de cinco años en relación con las zonas de distribución local de Chihuahua, Chihuahua y La Laguna-Durango. Los planes quinquenales no incluyen compromisos sobre el número mínimo de clientes. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, ECO cuenta con aproximadamente 99,000 y 93,000 clientes, respectivamente.

- b. PE International Canadá, S. de R. L. de C. V. (“PEI”) es una Compañía sub controladora del grupo.
- c. Servicios DGN de Chihuahua, S. A. de C. V. (“SDGN”) se dedica a prestar servicios de administración, de personal y operacionales a otras subsidiarias del grupo.
- d. Gasoducto Rosarito, S. de R. L. de C. V. (“GRO”) se dedica a la transportación de gas natural, sirviendo las necesidades energéticas de Baja California, México. GRO opera el sistema de transporte Gasoducto Baja Norte (“GBN”, algunas veces también identificado como sistema de transporte Baja Este) se compone de tres ductos de gas natural (Rosarito Mainline, LNG Spur y Yuma Lateral) y una estación de compresión de 30,000 Caballos de Fuerza (“HP”, por sus siglas en inglés) situada en Baja California, México. La longitud total del sistema GBN es aproximadamente 302 kilómetros. El sistema inicia en la interconexión con El Paso Natural Gas Co. gasoducto cerca de Ehrenberg, Arizona, Estados Unidos (“Gasoducto Bajanorte”), y termina en el sur de Tijuana, Baja California, México en la interconexión con el gasoducto de la Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R. L. de C. V. (“TGN”, parte relacionada). La parte mexicana de la tubería comienza en la interconexión en Algodones con GBN y viaja a través de Mexicali y Tecate, terminando en la interconexión con TGN. Estos tres gasoductos operan bajo permiso de transporte emitido por la CRE.

Rosarito Mainline: Este sistema fue puesto en servicio originalmente en agosto de 2002 para el suministro de gas natural de los Estados Unidos a varias centrales eléctricas y clientes industriales en el mercado de Baja California, México. Este sistema es un gasoducto de 30 pulgadas de diámetro, con una longitud de 225 kilómetros, aproximadamente, y una capacidad de transporte de diseño de 534 millones de pies cúbicos por día (“MMpcd”).

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

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

- e. TGN (también conocido como sistema de Transporte Baja Oeste) se dedica al transporte de gas natural, de acuerdo con un permiso expedido por la CRE, a través de un gasoducto de 45 kilómetros de largo y 30 pulgadas de diámetro, con una capacidad de transporte de diseño de 940 MMpcd. TGN se interconecta con el sistema de gasoductos GBN en el área de Tijuana, Baja California, México, y se extiende hacia el norte hasta interconectarse con San Diego Gas & Electric Company (“SDG&E”, parte relacionada en Estados Unidos) en el sistema de Otay Mesa Internacional en la frontera y al suroeste con la planta de energía de 600 MW de la CFE Presidente Juárez en Rosarito, Baja California, México. El sistema de gasoductos TGN fue puesto en servicio en junio de 2000. En mayo de 2008, comenzó operaciones una expansión de 19 kilómetros del sistema de TGN.
- f. Sempra Gasoductos México, S. de R. L. de C. V. (“Sempra Gasoductos México”) (antes Grupo El Paso, S. de R. L. de C. V.) se dedica a la adquisición y suscripción de cualquier tipo de participación en el capital social de cualquier tipo de empresas, cuyas subsidiarias se dedican a la compresión, almacenamiento y transporte de gas natural y gas propano, así como en la prestación de todo tipo de servicios relacionados con dichas actividades, incluyendo la coordinación, asesoría y supervisión para la construcción y desarrollo de proyectos de infraestructura energética. Sempra Gasoductos México fue adquirida por Sempra Energy el 30 de abril de 2010.
- g. Sempra Compresión México, S. de R. L. de C.V. (“SCM”) (antes El Paso Compression Services de México, S. de R. L. de C. V.) se constituyó el 8 de agosto de 2003 como consecuencia de una escisión de El Paso Energy Marketing de México, S. de R. L. de C. V. Se dedica principalmente a la compresión de gas natural utilizando equipos de compresión ubicados en Naco, Sonora.

En 2001, SCM celebró un acuerdo con PGPB para la prestación de servicios de compresión de gas natural por un periodo de 20 años. El contrato podrá ser prorrogado hasta por 5 años adicionales de mutuo acuerdo entre SCM y PGPB.

- h. Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. (“GAP”) (antes El Paso Gas Transmission de México, S. de R. L. de C. V.), subsidiaria de Sempra Gasoductos México, se constituyó el 4 de julio de 2001 y comenzó sus operaciones el 20 de noviembre de 2002. GAP se dedica principalmente a la transportación de gas natural.

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

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

Actualmente, GAP está a cargo de la construcción y operación del Proyecto Sonora (Ver Nota 1.2.4, inciso a).

- i. Sempra Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V. (“SGH”) (antes EPGM Gasoductos, S. de R. L. de C. V.) se dedica a la adquisición y suscripción de cualquier tipo de participación en el capital social de cualquier tipo de empresas.

El 30 de abril de 2010, SGH adquirió una participación del 50% de capital con equivalente derecho de voto de GdC, una entidad controlada de forma conjunta con PGPB.

- j. IEnova, S. de R. L. de C. V. (antes Sempra Management, S. de R. L. de C. V.) se dedica a prestar servicios de administración, de personal y operacionales a otras subsidiarias del grupo.

- k. Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V. y subsidiaria (en conjunto “ECA”), posee y opera una terminal de regasificación y almacenaje de GNL (“Terminal GNL”) en Ensenada, Baja California, México.

En 2007, ECA obtuvo todos los permisos de operación necesarios de los organismos reguladores mexicanos e inició operaciones en mayo de 2008.

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

ECA firmó un acuerdo en firme de servicio de almacenamiento por 20 años con Sempra LNG International, LLC (“SLNGI”, parte relacionada en Estados Unidos), a través de Sempra LNG Marketing México, S. de R. L. de C. V. (“Sempra LNG Marketing México”) por el que SLNGI se compromete a rentar el 50% de la capacidad total de almacenamiento de la terminal de GNL. El acuerdo comenzó en mayo de 2008, después de que la Terminal GNL inició operaciones. En abril de 2009, se asignó el resto de su capacidad de almacenamiento a otros terceros independientes.

- l. Sempra LNG Marketing México provee servicios relativos a la compra-venta de GNL y gas natural. En mayo de 2008, Sempra LNG Marketing México comenzó a operar conjuntamente con ECA. Hasta esa fecha, las actividades de Sempra LNG Marketing México se enfocaron principalmente en la obtención de los permisos necesarios.

En noviembre de 2009, Sempra LNG Marketing México firmó un acuerdo de suministro de gas natural con un SLNGI en donde SLNGI acordó entregar y vender GNL a Sempra LNG Marketing México a partir del momento en que inicie operaciones la Terminal GNL. En consecuencia, Sempra LNG Marketing Mexico realizó un acuerdo de servicios de transportación y almacenamiento para comercializar el GNL.

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

1.3.2. *Segmento de Electricidad.* Las subsidiarias de la Compañía asignadas a este segmento son:

- a. Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. y subsidiarias (en conjunto “TDM”) se dedican a la generación y venta de electricidad. En agosto de 2001, TDM recibió una resolución favorable de la CRE para generar electricidad para exportación a través de un proyecto de producción de energía independiente.

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

- b. Controladora Sierra Juárez, S. de R. L. de C.V. y subsidiarias (en conjunto “ESJ”) están desarrollando el proyecto Energía Sierra Juárez, una planta eólica en Baja California, México desde 2007 y podría producir hasta 1,200 MW de energía eólica renovable cuando se encuentre completamente terminada (referir a Nota 1.2.4. inciso b). Durante abril de 2011, SDG&E firmó un contrato de 20 años para importar más de 156 MW de energía renovable suministrada desde la primera fase del proyecto. La primera fase del proyecto tiene una inversión planeada de \$325 millones, aproximadamente.
- 1.3.3. *Segmento Corporativo* mantiene inversiones en ductos, distribución, regasificación y comercialización de gas natural, así como la generación de energía en México.
- a. IEnova es esencialmente una compañía tenedora que invierte en compañías afiliadas en industrias eléctricas y de gas natural.
 - b. Sempra Servicios Energéticos, S. de R. L. de C. V. (“SSE”) es una compañía tenedora que, principalmente, invierte en compañías afiliadas en industrias eléctricas y de gas natural.

2. Principales políticas contables

2.1. Declaración de cumplimiento

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“IFRSs” por sus siglas en inglés) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (“IASB” por sus siglas en inglés).

2.2. Bases de preparación

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de costo histórico.

a. Costo histórico

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

b. Valor razonable

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes en el mercado a la fecha de valuación independientemente de si ese precio es observable o estimado utilizando directamente otra técnica de valuación. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo, si los participantes del mercado tomarían esas características al momento de fijar el precio del activo o pasivo en la fecha de medición.

2.3. Reclasificaciones

Los estados financieros consolidados por el año que terminó el 31 de diciembre de 2012 han sido reclasificados en los saldos de Impuesto al Valor Agregado por recuperar y Otros impuestos por pagar para conformar su presentación con la utilizada al 31 de diciembre de 2013.

	Aumento (disminución) por las reclasificaciones	Reclasificadas retrospectivamente	Originalmente reportadas
Impuesto al valor agregado por recuperar	\$ 12,626	\$ (12,626)	\$ -
Otros activos	10,403	12,626	23,029
Otros por impuestos por pagar	\$ 5,790	\$ (5,790)	\$ -
Otros pasivos	2,517	5,790	8,307

2.4. Consolidación de estados financieros

2.4.1. Bases de consolidación

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

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

Cuando es necesario, se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para adaptar sus políticas contables a las utilizadas por la Compañía.

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

El porcentaje de participación de IEnova en el capital social de sus subsidiarias por el año terminado el 31 de diciembre de 2013, se muestra a continuación:

Compañía	Porcentaje de participación
<i>Segmento de Gas:</i>	
Ecogas México, S. de R. L. de C. V. ("ECO")	100.00
PE International Canadá, S. de R. L. de C. V. ("PEI")	98.99
Servicios DGN de Chihuahua, S. A. de C. V. ("SDGN")	100.00
Gasoducto Rosarito, S. de R. L. de C. V. ("GRO")	100.00
Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R. L. de C. V. ("TGN")	100.00
Sempra Gasoductos México, S. de R. L. de C. V. ("Sempra Gasoductos México")	100.00
Sempra Compresión México, S. de R. L. de C. V. ("SCM")	100.00
Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. ("GAP")	100.00
Sempra Gasoductos Holding, S. de R. L. de C. V. ("SGH")	100.00
IEnova, S. de R. L. de C. V.	100.00
Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V. y subsidiaria ("ECA")	100.00
Sempra LNG Marketing México, S. de R. L. de C. V. ("Sempra LNG Marketing México")	100.00

Compañía	Porcentaje de participación
<i>Segmento de Electricidad:</i>	
Termoeléctrica de Mexicali, S. de R. L. de C. V. y subsidiarias (“TDM”)	100.00
Controladora Sierra Juárez, S. de R. L. de C. V. y subsidiarias (“ESJ”)	99.99
<i>Segmento Corporativo:</i>	
Sempra Servicios Energéticos, S. de R. L. de C. V. (“SSE”)	99.87

En Asamblea General Ordinaria de Socios celebrada el 10 de septiembre de 2012 (“fecha de incremento del capital social”), se aumentó el capital social de IEnova en su parte variable con un importe de \$5,861,622,509 pesos mexicanos, mediante la aportación que la Controladora tenía en el capital social de Sempra Gasoductos México hasta esa fecha. Como resultado de dicho aumento de capital social, IEnova asumió propiedad y control de Sempra Gasoductos México.

La contribución de Sempra Gasoductos México no tiene ningún efecto en la posición financiera, resultados de operación ni en los flujos de efectivo, pues la operación se registró de manera retrospectiva, ya que ambas entidades están bajo el control común de Sempra Energy.

2.5. Clasificación de costos y gastos

Se presentan atendiendo a su función debido a que esa es la práctica del sector al que pertenece la Compañía.

2.6. Efectivo y equivalentes de efectivo

Consisten principalmente en depósitos bancarios en cuentas de cheques e inversiones en valores a corto plazo, de gran liquidez, fácilmente convertibles en efectivo, altamente liquidas con vencimientos a tres meses o menos a la fecha de compra, y que están sujetas a cambios inmateriales en su valor. El efectivo se presenta a valor nominal y los equivalentes se valúan a su valor razonable; las fluctuaciones en su valor y los intereses ganados se reconocen en los estados consolidados de ganancias y pérdidas.

2.7. Inversiones en valores a corto plazo

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

2.8. Inventario de gas natural

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

2.9. Arrendamientos

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

2.9.1. La Compañía como arrendador

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

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

2.9.2. La Compañía como arrendatario

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

Los pagos por arrendamiento se distribuyen entre los gastos financieros y la reducción de las obligaciones por arrendamiento a fin de alcanzar una tasa de interés constante sobre el saldo remanente del pasivo. Los gastos financieros se cargan directamente a resultados, a menos que puedan ser directamente atribuibles a activos calificables, en cuyo caso se capitalizan conforme a la política contable de la Compañía para los costos de préstamos (ver Nota 2.14). Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

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

En el caso de que se reciban los incentivos (por ejemplo, periodos de gracia) de arrendamiento por celebrar contratos de arrendamiento operativo, tales incentivos se reconocen como un pasivo. El beneficio agregado de los incentivos se reconoce como una reducción del gasto por arrendamiento sobre una base de línea recta, salvo que otra base sistemática sea más representativa del patrón de tiempo en el que los beneficios económicos del activo arrendado se consumen.

2.10. Inversiones en negocio conjunto

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

La Compañía reporta sus inversiones en negocio conjunto aplicando el método de participación.

Los resultados y los activos y pasivos del negocio conjunto se incorporan a los estados financieros consolidados utilizando el método de participación, excepto si la inversión se clasifica como mantenida para su venta, en cuyo caso se contabiliza conforme a la IFRS 5, *Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuas*. Conforme al método de participación, la inversión en negocio conjunto inicialmente se contabiliza en los estados consolidados de posición financiera al costo y se ajusta por cambios posteriores a la adquisición por la participación de la Compañía en la utilidad o pérdida y los resultados integrales del o negocio conjunto. Cuando la participación de la Compañía en las pérdidas de un negocio conjunto de la Compañía supera la participación de la Compañía en ese negocio conjunto (que incluye los intereses a largo plazo que, en sustancia, forman parte de la inversión neta de la Compañía en el negocio conjunto) la Compañía deja de reconocer su participación en las pérdidas. Las pérdidas adicionales se reconocen siempre y cuando la Compañía haya contraído alguna obligación legal o implícita o haya hecho pagos en nombre del negocio conjunto.

Una inversión en un negocio conjunto se registra utilizando el método de participación desde la fecha en que la participada se convierte en un negocio conjunto. En la adquisición de la inversión en un negocio conjunto, el exceso en el costo de adquisición sobre la participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables en la inversión se reconoce como crédito mercantil, el cual se incluye en el valor en libros de la inversión. Cualquier exceso de participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables en el costo de adquisición de la inversión, después de la re-evaluación, luego de su re-evaluación, se reconoce inmediatamente en los resultados del periodo en el cual la inversión se adquirió.

Los requerimientos de IAS 39, *Instrumentos financieros: reconocimiento y medición*, se aplican para determinar si es necesario reconocer una pérdida por deterioro con respecto a la inversión de la Compañía en un negocio conjunto. Cuando es necesario, se prueba el deterioro del valor en libros total de la inversión (incluyendo el crédito mercantil) de conformidad con IAS 36, como un único activo, comparando su monto recuperable (mayor entre valor en uso y valor razonable menos costo de venta) contra su valor en libros. Cualquier pérdida por deterioro reconocida forma parte del valor en libros de la inversión. Cualquier reversión de dicha pérdida por deterioro se reconoce de conformidad con IAS 36 en la medida en que dicho monto recuperable de la inversión incrementa posteriormente.

La Compañía discontinúa el uso del método de participación desde la fecha en que la inversión deja de ser un negocio conjunto, o cuando la inversión se clasifica como mantenida para la venta. Cuando la Compañía mantiene la participación en el negocio conjunto la inversión retenida se mide a valor razonable a dicha fecha y se considera como su valor razonable al momento del reconocimiento inicial como activo financiero de conformidad con IAS 39. La diferencia entre el valor contable del negocio conjunto en la fecha en que el método de participación se discontinuó y el valor razonable atribuible a la participación retenida y la ganancia por la venta de una parte del interés en el negocio conjunto se incluye en la determinación de la ganancia o pérdida por disposición del negocio conjunto. Adicionalmente, la Compañía contabiliza todos los montos previamente reconocidos en los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales en relación a ese negocio conjunto con la misma base que se requeriría si ese negocio conjunto hubiese dispuesto directamente los activos o pasivos relativos. Por lo tanto, si una ganancia o pérdida previamente reconocida en los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales por dicho negocio conjunto se hubiere reclasificado a los estados de pérdidas y ganancias al disponer de los activos o pasivos relativos, la Compañía reclasifica la ganancia o pérdida del capital a los estados de pérdidas y ganancias (como un ajuste por reclasificación) cuando el método de participación se discontinúa.

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

Cuando la Compañía reduce su participación en un negocio conjunto pero sigue utilizando el método de la participación, la Compañía reclasifica a resultados la proporción de la ganancia o pérdida que había sido previamente reconocida en los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales en relación a la reducción de su participación en la inversión si esa utilidad o pérdida se hubieran reclasificado al estado de resultados en la disposición de los activos o pasivos relativos.

El crédito mercantil generado en la adquisición de la inversión de la Compañía en una entidad controlada conjuntamente se reconoce conforme a la política contable de la Compañía respecto al crédito mercantil (ver Nota 2.11) y será incorporada en el método de participación para presentación y pruebas de deterioro posteriores.

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

2.11. Crédito mercantil

El crédito mercantil generado en la adquisición de Sempra Gasoductos México por Sempra Energy y posterior aportación a la Compañía (ver nota 2.4.1), ha sido incluido en los estados financieros consolidados, ya que forma parte de la inversión neta de la Compañía en esa entidad y es registrado al costo en la fecha de adquisición.

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

Cada unidad generadora de efectivo a la que se le ha asignado crédito mercantil se prueba anualmente por deterioro, el 1 de octubre, o con mayor frecuencia cuando existen indicios de que la unidad pueda estar deteriorada. Si el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo es menor que su importe en libros, la pérdida por deterioro se asigna primero para reducir el importe en libros de cualquier crédito mercantil asignado a la unidad y luego a los otros activos de la unidad a prorrata de acuerdo al valor registrado de cada activo en la unidad. Cualquier pérdida por deterioro del crédito mercantil se reconoce directamente en resultados en el estado de resultados consolidado. Las pérdidas reconocidas por deterioro del crédito mercantil no se revierten en periodos subsecuentes.

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

2.12. Bonos de carbono

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

2.13. Propiedad, planta y equipo

Propiedad, planta y equipo se presentan en el estado de posición financiera a su costo de adquisición menos depreciación acumulada y, en su caso, pérdidas por deterioro. El costo de adquisición incluye mano de obra, costo de materiales y el costo de servicios de construcción.

La Compañía reconoce una obligación de desmantelamiento de activos (“ARO”, por sus siglas en inglés) al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos se retiren de servicio, si se tiene una obligación legal de retiro y si se puede realizar una estimación del valor razonable.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Si se estima que el monto recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor en libros, el valor en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados.

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

2.15. Costos de préstamos

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

En la medida en que la Compañía solicita préstamos generales y los utiliza con el propósito de obtener un activo calificable, la Compañía determina el monto de los costos de préstamos elegibles a capitalizar aplicando una tasa de capitalización a los desembolsos sobre el activo calificable. La tasa de capitalización es el promedio ponderado de los costos de préstamos aplicables a dichos préstamos de la Compañía pendientes de pago durante el período, diferentes de préstamos específicos. El monto de los costos de préstamos que la Compañía capitalice durante el periodo, no debe exceder el monto de los costos de préstamos incurridos.

La Compañía capitaliza las tasas de interés sintéticas obtenidas de la contratación de instrumentos derivados que han sido designados y son efectivos como coberturas contables. Cuando estas coberturas se designan como coberturas de flujos de efectivo, las ganancias y pérdidas reconocidas en otras partidas de utilidad integral se reciclan al estado de ganancias y pérdidas a lo largo de la vida del activo depreciable.

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

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

2.16. Beneficios a los empleados

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

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

En el caso de los planes de beneficios definidos, que incluyen prima de antigüedad y pensiones, su costo se determina utilizando el método de crédito unitario proyectado, de acuerdo con valuaciones actuariales que se realizan al final de cada periodo sobre el que se informa. Las remediciones, que incluyen las ganancias y pérdidas actuariales, el efecto de los cambios en el piso del activo (en su caso), se refleja de inmediato en el estado de posición financiera con cargo a crédito que se reconoce en los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales en el periodo en que se incurren. Las remediciones que reconocen los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales se reconocen de otras partidas de utilidad integral y no se reclasifica a resultados. La Compañía presenta los costos por intereses dentro de los costos financieros en los estados consolidados de resultados. La obligación por los beneficios al retiro es reconocida en los estados consolidados de posición financiera y está representada por el valor presente de la obligación por beneficios definidos al final de cada periodo de reporte.

Participación de los Trabajadores en las Utilidades ("PTU"). La PTU se registra en los resultados del año en que se causa y se presenta en el rubro de gastos de administración y otros, en los estados consolidados de ganancias y pérdidas.

La Compañía también ofrece beneficios por indemnización a los empleados que sean despedidos bajo ciertas circunstancias, conforme a ley. Estos beneficios consisten en un pago único de 3 meses de salario más 20 días de salario por cada año de servicio pagadero hasta la terminación involuntaria sin causa justificada. La Compañía registra un pasivo por beneficios por indemnización cuando se produce el suceso que da origen a la obligación, lo cual sucede hasta la terminación laboral como resultado de una decisión de la administración para poner fin al contrato o la decisión del empleado de aceptar una oferta de beneficios a cambio de la terminación laboral.

2.17. Provisiones

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

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

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

2.18. Instrumentos financieros

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

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

2.18.1. Costo amortizado

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

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

2.18.2. Valor razonable

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

2.19. Activos financieros

Los activos financieros se clasifican dentro de las siguientes categorías: “a valor razonable con cambios a través de resultados”, “inversiones conservadas al vencimiento”, “activos financieros disponibles para su venta” y “préstamos y cuentas por cobrar”. La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y se determina al momento de su reconocimiento inicial.

2.19.1. Activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados

Los activos financieros son clasificados a valor razonable con cambios a través de resultados cuando el activo financiero es mantenido con fines de negociación o es designado como un activo financiero a valor razonable con cambios a través de resultados.

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

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

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

Los activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados se registran a valor razonable, reconociendo cualquier ganancia o pérdida que surge de su medición posterior en resultados, se incluye cualquier dividendo o interés obtenido del activo financiero y se presenta en el rubro de “Otras (pérdidas) y ganancias” en los estados consolidados de utilidad integral. El valor razonable se determina conforme lo descrito en la Nota 20.

2.19.2. Inversiones conservadas al vencimiento

Las inversiones conservadas al vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y fechas fijas de vencimiento por los cuales la Compañía tiene la intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento. Se valúan al costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva menos cualquier deterioro. La Compañía no posee activos financieros conservados al vencimiento.

2.19.3. Préstamos y cuentas por cobrar

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

Los ingresos por intereses se reconocen aplicando la tasa de interés efectiva, excepto por las cuentas por cobrar a corto plazo cuando el reconocimiento de los intereses no es material.

2.19.4. Deterioro de activos financieros

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

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

2.19.5. Baja de activos financieros

La Compañía deja de reconocer un activo financiero sólo cuando los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo expiran, o cuando sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo son transferidos a otra entidad. Si la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad y mantiene el control del activo transferido, la Compañía reconoce su participación en el activo y un pasivo asociado por los montos que pudiera tener que pagar. Si la Compañía retiene sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Compañía continúa reconociendo el activo financiero y también reconoce un préstamo con garantía de los ingresos recibidos.

En la baja de un activo financiero en su totalidad, la diferencia entre el valor en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida y por recibir y la ganancia o pérdida acumulada que haya sido reconocida en los estados consolidados de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales y resultados acumulados se reconocen en resultados.

2.20. Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.20.1. Clasificación como deuda o capital

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

2.20.2. Instrumentos de capital

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

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

2.20.3. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados o como otros pasivos financieros.

2.20.3.1. Pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados

Un pasivo financiero a valor razonable con cambios a través de resultados es un pasivo financiero que se clasifica como mantenido con fines de negociación o se designa como a valor razonable con cambios a través de resultados:

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

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

Un pasivo financiero que no sea un pasivo financiero mantenido con fines de negociación podría ser designado como un pasivo financiero a valor razonable con cambios a través de resultados al momento del reconocimiento inicial si cumple con ciertas condiciones. La Compañía no ha designado pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados

Los pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados se registran a valor razonable, reconociendo cualquier ganancia o pérdida que surge de su remediación en resultados, incluye cualquier dividendo o interés pagado del pasivo financiero y se presenta en el rubro de “Otras pérdidas y ganancias” en los estados consolidados de utilidad integral. El valor razonable se determina conforme lo descrito en la Nota 20.

2.20.3.2. Otros pasivos financieros

Otros pasivos financieros (incluyendo préstamos, cuentas por pagar a partes relacionadas, cuentas por pagar y depósitos de clientes) son valuados posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

2.20.3.3. Baja de pasivos financieros

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

2.21. Instrumentos financieros derivados

La Compañía mantiene instrumentos financieros derivados para reducir exposiciones a riesgos. Estos instrumentos son negociados con instituciones de reconocida solvencia financiera y los límites de negociación son establecidos para cada institución. La política de la Compañía es la realización de operaciones con instrumentos financieros derivados con la finalidad de compensar la exposición a los riesgos por medio de la administración de riesgos. Referirse a la Nota 20 para detalles adicionales de los instrumentos financieros derivados.

La Compañía reconoce todos los activos o pasivos que surgen de las operaciones con instrumentos financieros derivados al valor razonable en el estado consolidado de posición financiera, independientemente del propósito de su tenencia.

Los derivados se registran inicialmente a su valor razonable a la fecha en que los contratos de derivados son realizados y posteriormente se miden a su valor razonable al cierre de cada período de reporte. La ganancia o pérdida resultante se reconoce en el estado consolidado de ganancias y pérdidas.

2.21.1. Derivados implícitos

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

2.21.2. Exención de uso propio

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

2.22. Contabilidad de coberturas

La Compañía designa ciertos instrumentos de cobertura, los cuales incluyen, derivados, derivados implícitos y no derivados como coberturas.

Para estos instrumentos de cobertura, al inicio de la cobertura, la Compañía documenta la relación entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, así como los objetivos de la administración de riesgos y su estrategia de administración para emprender diversas transacciones de cobertura. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y continuamente, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura es altamente efectivo para compensar la exposición a los cambios en el valor razonable o los cambios en los flujos de efectivo de la partida cubierta.

2.22.1. Coberturas de flujo de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como cobertura de flujo de efectivo se reconoce en las otras partidas del resultado integral. Las pérdidas y ganancias relativas a la porción no efectiva del instrumento de cobertura, se reconocen inmediatamente en los resultados, y se incluyen en el rubro de “otras (pérdidas) y ganancias”.

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

La contabilización de coberturas se discontinúa cuando la Compañía revoca la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, termina, o se ejerce, o cuando deja de cumplir con los criterios para la contabilización de coberturas. Cualquier ganancia o pérdida acumulada del instrumento de cobertura que haya sido reconocida en el capital se mantendrá en dicho rubro hasta que la transacción pronosticada sea finalmente reconocida en los resultados. Cuando ya no se espera que la transacción pronosticada ocurra, la ganancia o pérdida acumulada en el capital, se reclasificará inmediatamente a los resultados.

2.22.2. Coberturas de valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas de valor razonable se reconocen de forma inmediata en los resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o pasivo cubierto que se atribuya al riesgo cubierto. El cambio en el valor razonable del instrumento de cobertura y el cambio en la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se reconocen en el rubro del estado de ganancias y pérdidas relacionada con la partida cubierta.

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

2.23. *Impuestos a la utilidad*

El gasto por impuestos a la utilidad representa la suma de los impuestos a la utilidad causados por pagar y el impuesto diferido.

2.23.1. Impuestos causados

El ISR y el IETU se registran en los resultados del año en que se causan. El impuesto causado se determina sobre la utilidad fiscal y en base a los flujos de efectivo de cada año, respectivamente. La utilidad fiscal difiere de la utilidad neta reportada en el estado consolidado de ganancias y pérdidas debido a las partidas de ingresos o gastos gravables o deducibles en otros años, partidas que nunca serán gravables o deducibles y partidas gravables o deducibles que nunca afectarán la utilidad neta. El pasivo de la Compañía por impuestos causados se calcula utilizando las tasas fiscales promulgadas al final del periodo de reporte.

El Impuesto al Activo (“IMPAC”) pagado hasta 2007 que se espera recuperar, se registra como un crédito fiscal y se presenta en el estado consolidado de posición financiera como otros activos.

2.23.2. Impuestos diferidos

Los impuestos diferidos se presentan como una partida a largo plazo y se calculan aplicando la tasa de impuestos sobre las diferencias temporales resultantes de comparar el valor en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros consolidados y las bases fiscales correspondientes e incluyen, en su caso, los beneficios de pérdidas fiscales actualizadas y ciertos créditos fiscales. Los impuestos diferidos derivados de pérdidas fiscales actualizadas, así como de diferencias temporales deducibles, por lo general se reconocen solo en la medida en que es probable que haya utilidades fiscales en ejercicios futuros, contra los que dichas pérdidas fiscales o partidas temporales deducibles puedan utilizarse.

Los pasivos por impuesto diferido se reconocen por diferencias temporales asociadas con inversiones en subsidiarias y asociadas, y por participaciones en negocio conjunto, excepto cuando la Compañía puede controlar la reversión de las diferencias temporales y sea probable que la diferencia temporal no se revierta en un futuro previsible. Los activos por impuestos diferidos que surgen de las diferencias temporales deducibles asociadas con dichas inversiones sólo se reconocen en la medida en que sea probable que habrá suficientes utilidades fiscales contra las que se pueden utilizar los beneficios de las diferencias temporales y se espera que se reviertan en un futuro previsible.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa al final de cada período de reporte y se reduce en la medida que ya no sea probable que suficientes utilidades fiscales estarán disponibles para permitir que la totalidad o parte del activo sea recuperado.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se valúan empleando las tasas fiscales que se espera aplicar en el período en el que el pasivo se liquide o el activo se realice, basándose en las tasas (y leyes) fiscales que hayan sido promulgadas o sustancialmente promulgadas al final del periodo de reporte. La valuación de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Compañía espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

2.23.3. Impuestos causados e impuestos y diferidos del año

Los impuestos causados y diferidos son reconocidos en los resultados, excepto cuando se refieren a partidas que son reconocidas en la utilidad integral o directamente en el capital, en cuyo caso, el impuesto causado y diferido son también reconocidos en otras partidas de la utilidad integral o directamente en el capital, respectivamente.

De acuerdo con la legislación fiscal vigente 2013, las empresas debían pagar el impuesto que resultara mayor entre el ISR y el IETU. En los casos en que se causaba IETU, su pago se consideraba definitivo, no sujeto a recuperación en ejercicios posteriores.

Debido a que, conforme a estimaciones de la Compañía, y bajo el esquema mencionado en el párrafo anterior, el impuesto a pagar en los próximos ejercicios era IETU para ciertas subsidiarias, los impuestos a la utilidad diferidos al 31 de diciembre de 2012 se determinaron sobre la base de dicho impuesto.

Con la derogación de la ley del IETU (referir a Nota 1.2.5., inciso a), al 31 de diciembre de 2013 la Compañía canceló sus impuestos diferidos sobre la base de IETU mediante registro a los resultados del ejercicio 2013.

2.24. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se reconocen en la medida en que sea probable que los beneficios económicos fluyan a la Compañía y los ingresos puedan ser medidos confiablemente. Los ingresos incluyen los importes por cobrar por los bienes y servicios generados en el curso normal del negocio, menos descuentos, devoluciones, impuesto al valor agregado (“IVA”) y otros impuestos relacionados con las ventas.

2.24.1 Venta de energía y gas

Los ingresos procedentes de la venta de energía y gas deben ser reconocidos cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- La Compañía ha transferido al comprador los riesgos y beneficios significativos que se derivan de la propiedad de energía y gas
- El importe de los ingresos pueda determinarse confiablemente.
- Sea probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción; y
- Los costos incurridos, o por incurrir, en relación con la transacción pueden ser determinados confiablemente.

Los siguientes ingresos relacionados con la venta de energía y gas, se registran de acuerdo con la política contable anterior como se describe en más detalle a continuación.

- Las ventas de gas natural y los costos relacionados se reconocen en el momento de la transferencia de título, que coincide con la entrega física del gas natural a los clientes.
- Los ingresos por generación de energía se reconocen cuando se entrega la energía generada.

2.24.2 Prestación de servicios

Los ingresos provenientes de contratos de servicios se reconocen por referencia a la etapa de avance para la terminación del contrato. La etapa de avance para la terminación del contrato se determina de la siguiente manera:

- Los honorarios por servicio incluidos en el precio de los productos vendidos se reconocen por referencia a la proporción del costo total del servicio prestado para el producto vendido; y
- Los ingresos provenientes de contratos se reconocen con base en las tarifas establecidas en la medida en que se incurran las horas de trabajo y los gastos directos.

Los siguientes ingresos relacionados con la prestación de servicios, se registran de acuerdo con la política contable anterior como se describe en más detalle a continuación.

- El almacenamiento y la capacidad de regasificación se reconocen sobre la base de reservas y tarifas de uso de la capacidad de la terminal en virtud de acuerdos y de los contratos del servicio inyección de nitrógeno.

- Los ingresos y gastos relacionados con la actividad de distribución de gas natural se reconocen cuando se prestan los servicios de distribución.
- Los ingresos incluyen las ganancias y pérdidas realizadas netas y el cambio neto en el valor razonable de las ganancias y pérdidas no realizadas sobre contratos de derivados de gas natural.
- Los ingresos y costos relacionados con los servicios administrativos y otros se reconocen cuando se prestan tales servicios de acuerdo con los contratos de servicios relacionados.

2.24.3 Ingresos por interés

Los ingresos por intereses se reconocen cuando es probable que los beneficios económicos fluyan hacia la Compañía y el importe de los ingresos pueda ser valuado confiablemente. Los ingresos por intereses se registran sobre una base periódica, con referencia al capital insoluto y a la tasa de interés efectiva aplicable, la cual es la tasa que exactamente descuenta los flujos de efectivo estimados a recibir a lo largo de la vida esperada del activo financiero y lo iguala con el importe neto en libros del activo financiero en su reconocimiento inicial.

2.24.4 Ingresos por arrendamiento

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

2.25. *Transacciones en monedas extranjeras*

La moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense (“dólar”), excepto por ECO y SDGN del segmento de Gas, en donde la moneda funcional es el peso mexicano (“peso”).

En la preparación de los estados financieros de cada subsidiaria de la Compañía, las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional (dólar o pesos) se registran a los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Al final de cada periodo de reporte, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera se convierten a los tipos vigentes en esa fecha. Las partidas no monetarias a valor razonable que son denominadas en monedas extranjeras se convierten a los tipos de cambio vigentes en la fecha en que el valor razonable fue determinado. Las partidas no monetarias que se miden en términos de costo histórico en una moneda extranjera no se convierten.

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

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

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

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

3. Juicios contables críticos y fuentes clave de incertidumbres en las estimaciones

En la aplicación de las políticas contables de la Compañía, las cuales se describen en la Nota 2, la Compañía hace juicios, estimaciones y supuestos sobre los valores en libros de los activos y pasivos que no fácilmente están disponibles de otras fuentes. Las estimaciones y supuestos relativos se basan en experiencias y otros factores que se consideran pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de dichas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos subyacentes se revisan periódicamente. Las revisiones a las estimaciones contables se reconocen en el periodo en que se realiza dicha revisión y en periodos futuros si la revisión afecta tanto al periodo actual como a periodos futuros.

3.1. Juicios críticos al aplicar las políticas contables

A continuación se presentan principales juicios, aparte de aquellos que involucran las estimaciones (ver Nota 3.2.), hechos por la administración durante el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía y que tienen un efecto significativo en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados.

3.1.1. Arrendamiento financiero de la estación de compresión de gas natural

La Compañía tiene un contrato a largo plazo de compresión de gas natural con PGPB. El contrato otorga a PGPB el derecho a utilizar el 100% de la capacidad de la estación de compresión durante 20 años, con opción de prórroga por un período adicional de 5 años, a cambio de pagos por capacidad fija.

La administración ha determinado que el contrato debe contabilizarse como un arrendamiento financiero al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento a la fecha de inicio del acuerdo, el cual asciende a sustancialmente a todo el valor razonable de la estación de compresión a esa fecha. Los detalles del contrato de arrendamiento financiero de activos se incluyen en la Nota 8.

3.1.2. Contabilidad regulatoria

La regulación de tarifas consiste en el establecimiento, a través de regulaciones, de los precios que se pueden cobrar a clientes por servicios o productos por parte de los organismos reguladores y los gobiernos, a menudo cuando una entidad tiene una posición de mercado dominante o de monopolio que le da un poder de mercado significativo.

Al 31 de diciembre de 2013, no hay guías explícitas en las IFRS con respecto a si las entidades que operan en sectores con tarifas reguladas deben reconocer los activos y pasivos derivados de los efectos de la regulación de tarifas. Los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos (“U.S. GAAP”, por sus siglas en inglés) proporcionan una orientación específica sobre este asunto, pero no existe una orientación equivalente en las IFRS.

El Comité de Interpretaciones de las IFRS (“IFRIC”, por sus siglas en inglés) ha comentado previamente que los criterios de reconocimiento de tarifas reguladas bajo U. S. GAAP no son congruentes con las IFRS y, recientemente, el IASB como parte de su proyecto al respecto, el 30 de enero de 2014, emitió de manera provisional IFRS 14, *Regulatory Deferral Accounts*. Por tal motivo, la Compañía no reconoce activos o pasivos derivados de la regulación de tarifas en sus estados financieros consolidados para ECO y GAP. La administración seguirá monitoreando las deliberaciones futuras del IASB y el IFRS IC en lo que se refiere a este tema y su impacto potencial en los estados financieros consolidados de la Compañía.

3.1.3. Contingencias

La Compañía provisiona pérdidas por los impactos estimados de diversas cuestiones, situaciones o circunstancias relacionados con resultados inciertos. Para las pérdidas por contingencias, la Compañía registra la pérdida si ha ocurrido un evento en o antes de la fecha del estado consolidado de posición financiera y:

- Existe información disponible a la fecha en que los estados financieros consolidados son emitidos que indica que es probable que la pérdida ha sido incurrida, dada la probabilidad de eventos futuros inciertos; y
- El monto de la pérdida puede ser estimado razonablemente.

La Compañía no provisiona contingencias que pudieran resultar en ganancias. La Compañía evalúa continuamente las contingencias por demandas judiciales, remediación ambiental y otros eventos.

3.1.4. Exención de uso propio

IAS 39, contiene una exención al tratamiento contable como derivados para acuerdos de suministro físicos para “uso propio”. Bajo este enfoque, la exención aplica a contratos ordinarios de suministro físico de la Compañía. Sin embargo, la norma también pretende identificar como instrumentos financieros derivados a los contratos que no se utilicen para fines operativos. Si una partida no financiera puede liquidarse de forma neta, ya sea en efectivo o con otro instrumento financiero, o por medio de intercambio de instrumentos financieros, debe ser contabilizada como instrumento financiero.

Existen varias maneras en que un contrato puede ser liquidado de forma neta. La administración tiene que aplicar su juicio para evaluar si, entre otras, las prácticas habituales de liquidación de contratos similares o de recibir y vender el artículo en un periodo corto, o, si la materia prima es fácilmente convertible en efectivo, conduciría a la liquidación neta. La administración analiza cada contrato de entrega física de bienes no financieros para determinar si se encuentra dentro de la exención de tratamiento contable como derivado por uso propio.

3.2. Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones

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

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

Como se describe en la Nota 2.13., la Compañía revisa las vidas útiles estimadas de sus propiedad, planta y equipo al final de cada periodo de reporte. Ver Nota 12.1 para las vidas útiles de propiedad, planta y equipo.

3.2.2. *Deterioro de activos de larga duración (propiedad, planta y equipo)*

Al final de cada periodo, la Compañía revisa los valores en libros de sus activos tangibles e intangibles a fin de determinar si existen indicios de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. Si existe algún indicio, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro (de haber alguna). Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individual, la Compañía estima el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece dicho activo. Cuando se puede identificar una base razonable y consistente de distribución, los activos corporativos también se asignan a las unidades generadoras de efectivo individuales, o de lo contrario, se asignan al conjunto más pequeño de unidades generadoras de efectivo para los cuales se puede identificar una base de distribución razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida o todavía no disponibles para su uso, se sujetan a pruebas para efectos de deterioro al menos cada año, y siempre que exista un indicio de que el activo podría haberse deteriorado.

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

Si se estima que el monto recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor en libros, el valor en libros del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en ganancias y pérdidas, salvo si el activo se registra a un monto revaluado, en cuyo caso se debe considerar la pérdida por deterioro como una disminución de la revaluación. Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía no ha identificado indicios de deterioro en propiedad, planta y equipo.

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

Determinar si el crédito mercantil está deteriorado requiere una estimación del valor de uso de las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado el crédito mercantil. El cálculo del valor en uso requiere a la administración estimar flujos de efectivo futuros que se esperan surjan de la unidad generadora de efectivo y una tasa de descuento apropiada para calcular el valor presente de dichos flujos. Las pruebas de deterioro se realizan de forma anual.

3.2.4. *Obligación por desmantelamiento de activos*

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

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

Como se describe en la Nota 20, la Compañía utiliza técnicas de valuación que incluyen datos de entrada (inputs) basados en mercados observables para estimar el valor razonable de ciertos tipos de instrumentos financieros. La Nota 20 proporciona información detallada acerca de los supuestos clave utilizados en la determinación del valor razonable de los instrumentos financieros.

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

3.2.6. *Asignación del precio de compra en la adquisición de Sempra Gasoductos México*

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

3.2.7. *Estimación para cuentas de cobro dudoso*

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

3.2.8. *Recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos*

Como se menciona en la Nota 21, la Compañía tiene acumuladas pérdidas fiscales por recuperar, para las cuales se realiza una evaluación de recuperabilidad. El uso de estimaciones y supuestos es particularmente importante en el reconocimiento de activos por impuestos diferidos.

3.2.9. *Base de cálculo de impuestos a la utilidad diferidos*

Hasta 2012, con base en proyecciones financieras, la Compañía identificó que esencialmente pagaría ISR, por lo tanto, la Compañía reconoció ISR diferido. A partir de 2013 se calcula únicamente ISR diferido debido a la abrogación del la Ley del IETU.

4. **Efectivo y equivalentes de efectivo**

El efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo se integra como sigue:

	31/12/13	31/12/12
Efectivo y bancos	\$ 92,333	\$ 56,125
Equivalentes de efectivo	<u>11,547</u>	<u>28,948</u>
	<u>\$ 103,880</u>	<u>\$ 85,073</u>

5. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	31/12/13	31/12/12
Cuentas por cobrar	\$ 49,216	\$ 45,875
Estimación para cuentas de cobro dudoso (a)	<u>(202)</u>	<u>(193)</u>
	49,014	45,682
Otras cuentas por cobrar	<u>15,021</u>	<u>33,286</u>
	<u>\$ 64,035</u>	<u>\$ 78,968</u>

- (a) Para el segmento de Gas, en ECO, la Compañía ha reconocido una estimación de cuentas de cobro dudoso de 80% para todas las cuentas por cobrar entre 180 y 269 días y 100% para todas las cuentas por cobrar a más de 270 días, de acuerdo a su experiencia histórica. La estimación para cuentas de cobro dudoso es reconocida directamente en la cuenta por cobrar del cliente que generó la reserva entre 30 y 179 días cuando la cuenta por cobrar se estima que no será recuperable de acuerdo a un análisis de la recuperabilidad con dichos clientes.

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

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

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

	31/12/13	31/12/12
31-120 días	\$ 18	\$ 10
121-180 días	7	3
181-270 días	<u>4</u>	<u>2</u>
Total	<u>\$ 29</u>	<u>\$ 15</u>
Antigüedad promedio (días)	<u>56</u>	<u>62</u>

5.2. Movimientos de la reserva para cuentas de cobro dudoso

	31/12/13	31/12/12
Saldo al inicio del año	\$ (193)	\$ (474)
Pérdidas por deterioro reconocidas en cuentas por cobrar	(57)	(49)
Montos dados de baja este año como incobrable	47	365
Ganancias y pérdidas por tipo de cambio en moneda extranjera	<u>1</u>	<u>(35)</u>
Saldo al final del año	<u>\$ (202)</u>	<u>\$ (193)</u>

Al determinar la recuperabilidad de una cuenta por cobrar, la Compañía considera cualquier cambio en la calidad crediticia de la cuenta por cobrar a partir de la fecha en que se otorgó inicialmente el crédito y hasta la fecha del periodo de reporte. La concentración del riesgo de crédito de ECO, es limitada debido a que la base de clientes es grande e independiente. Ver Nota 20.9 para más detalle sobre la administración del riesgo y concentración de crédito.

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

	12/31/13	12/31/12
181-270 días	\$ (16)	\$ (9)
más de 270 días	<u>(186)</u>	<u>(184)</u>
Total	<u>\$ (202)</u>	<u>\$ (193)</u>

6. **Transacciones con partes relacionadas**

Las transacciones y saldos entre la Compañía y sus subsidiarias, las cuales son partes relacionadas de la Compañía, han sido eliminados en consolidación y no se revelan en esta nota. Más adelante se detallan las transacciones entre la Compañía y otras partes relacionadas.

6.1 *Transacciones comerciales*

Durante el año, las entidades de la Compañía realizaron las siguientes transacciones comerciales con partes relacionadas que no son miembros de la Compañía:

	Ingresos	
	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Sempra Generation (“SGEN”)	\$ 168,340	\$ 127,656
SLNGI	90,842	107,754
Sempra International LLC (“Sempra International”)	1,248	-
Sempra Global	434	1,739
Southern California Gas Company (“SoCalGas”)	143	150
Sempra Pipelines and Storage	-	55
Sempra LNG	-	46
	Costo de ingresos y gastos de administración	
	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
SLNGI	\$ 224,195	\$ 195,593
SGEN	31,953	59,072
Sempra U. S. Gas & Power, LLC (“Sempra U. S. Gas & Power”)	7,144	-
Sempra International	6,759	-
Sempra Services Company, S. de R. L. de C. V. (“Sempra Services Company”)	1,745	-
SoCal Gas	1,402	1,137
Sempra Servicios México, S. de R. L. de C. V. (“Sempra Servicios México”)	694	-
Sempra Midstream, Inc. (“Sempra Midstream”)	556	532
Sempra Global	65	358
SDG&E	28	-
Sempra Pipelines and Storage	-	6,015

	Costos financieros	
	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Sempra Oil Trading Suisse (“SOT Suisse”)	\$ 1,494	\$ 2,835
Sempra Chile, S. A. (“Sempra Chile”)	903	7,049
Sempra Energy International Holdings, N. V. (“SEIH”)	350	75
Sempra Global	7	392
SGEN	7	18
Sempra Services Company	1	2

	Ingresos por intereses	
	Por el año terminado el	
	12/31/13	12/31/12
Sempra Servicios México	\$ 3	\$ 24

Los siguientes saldos se encontraban pendientes de cobro y pago, respectivamente por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Saldos por cobrar a partes relacionadas	
	por el año terminado	
	31/12/13	31/12/12
SGEN	\$ 24,741	\$ 28,822
Sempra International	119	-
Sempra Global	<u>-</u>	<u>124</u>
	<u>\$ 24,860</u>	<u>\$ 28,946</u>
	31/12/13	31/12/12
SLNGI	\$ 3,031	\$ 8,011
Sempra Services Company (a)	291	331
Sempra Servicios México	181	668
SoCalGas	106	121
Sempra Midstream	46	-
SEIH (b)	-	83,300
Sempra International	-	822
Sempra Services Company (préstamos a corto plazo)	-	21
Sempra LNG	<u>-</u>	<u>181</u>
	<u>\$ 3,655</u>	<u>\$ 93,455</u>

- (a) Durante 2012 la Compañía recibió préstamos a corto plazo de Sempra Services Company por \$200, los cuales se liquidaron en enero de 2013. El préstamo devengó intereses variables basados en la Tasa de Interés Interbancaria de Londres (“LIBOR”, por sus siglas en inglés) 30 días más 200 pb (tasa promedio anual de 5.168% y 2.23 durante 2013 y 2012 respectivamente).
- (b) Durante 2012 la Compañía recibió préstamos a corto plazo de SEIH por \$86.1 millones, los cuales se liquidaron en su totalidad durante 2013 (referir a Nota 1.2.2.); la Compañía efectuó pagos de principal e intereses de \$85,800 y \$350, respectivamente. El préstamo devengó intereses variables basados en la Tasa LIBOR a 6 meses más 250 pb (tasa promedio anual de 3.12% durante 2013 y 2012).

Las ventas y compras de bienes y servicios con partes relacionadas han sido realizadas de acuerdo con las reglas de precios de transferencia.

Los saldos por cobrar y por pagar no se encuentran garantizados y serán liquidados en efectivo. No hay garantías dadas o recibidas. Ningún gasto ha sido reconocido en el resultado del ejercicio o en los resultados anteriores por cuentas de cobro dudoso de los montos registrados con partes relacionadas.

Dentro de las transacciones comerciales existen gastos por servicios administrativos de afiliadas por, \$8,823 y \$26,725 para 2013 y 2012, respectivamente, los cuales fueron cobrados y pagados, y han sido distribuidos apropiadamente de acuerdo a los costos incurridos por cada departamento de administración relevante.

6.2 *Préstamos otorgados a partes relacionadas*

	31/12/13	31/12/12
Sempra Servicios México	\$ 231	\$ 416
Sempra Services Company	<u>100</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 331</u>	<u>\$ 416</u>

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

Durante 2012, la Compañía otorgó préstamos a Sempra Servicios México por \$412, con vencimiento el 31 de enero 2013; y devengaron intereses a una tasa de interés variable basado en la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio en México ("TIIE") más 178 puntos base ("pb") (un promedio de 6.57% durante 2013).

6.3 *Préstamos recibidos de partes relacionadas*

	31/12/13	31/12/12
SOT Suisse (a)	\$ 38,460	\$ 91,660
SGEN (b)	433	143
Sempra Chile (c)	-	215,000
Sempra Global (d)	<u>-</u>	<u>25,000</u>
	<u>\$ 38,893</u>	<u>\$ 331,803</u>

- (a) Durante 2013 la Compañía efectuó pagos de capital e intereses por \$53.2 y \$1.9 millones, respectivamente. Asimismo en 2012 la Compañía pagó intereses por \$3.6 millones. Los préstamos vencen en marzo 2017 y devengan intereses variables basados en la AFR del mes anterior a la mitad del periodo anual más 200 pb (tasa promedio anual de 3.27% y 3.04% en 2013 y 2012, respectivamente).
- (b) Durante 2013 y 2012 la Compañía recibió préstamos a largo plazo de SGEN por \$737 y \$21, respectivamente. Durante 2013 y 2012 la Compañía efectuó pagos de principal por \$454 y \$587, respectivamente. Los préstamos vencen el 31 de diciembre de 2027 y devengan intereses variables basados en la Tasa Federal Aplicable en Estados Unidos ("AFR", por sus siglas en inglés) del mes anterior a la mitad del periodo anual más 200 pb (tasa promedio anual de 2.7% en 2013 y 2012).
- (c) Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía recibió un préstamo a largo plazo por parte de Sempra Chile por \$215 millones que devengó intereses por \$903; la Compañía liquidó dicho préstamo e intereses en su totalidad durante 2013 (referir a Nota 1.2.2.). El préstamo devengó un interés variable basado en la Tasa LIBOR a 6 meses más 250 pb (tasa promedio anual de 3.006% durante 2013).

- (d) La Compañía recibió préstamos de Semptra Global durante 2012 por \$122.0 millones. Durante 2013, la Compañía efectuó pagos de principal e intereses por la totalidad del préstamo (referir a Nota 1.2.2.). Durante 2012, efectuó pagos de principal e intereses por \$125.0 millones y \$0.4 millones, respectivamente. Los importes adeudados tenían vencimientos hasta el 15 de diciembre de 2027 y devengaron intereses variables basados en la AFR del mes anterior a la mitad del periodo anual (tasa promedio anual de 0.98% durante 2013).

6.4 Compensación de personal clave de la gerencia

Las decisiones de operación y financieras clave fueron realizadas históricamente por la gerencia de la Compañía Controladora. La Compañía ha recibido cargos de las compañías afiliadas de Estados Unidos para distribuir la remuneración de los directivos y ejecutivos clave. Durante 2012, la Compañía comenzó a contratar directamente ciertas posiciones clave de su gerencia; la compensación pagada al personal clave de la gerencia de la Compañía fue de \$3,802 y \$1,830, por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

7. Inventarios de gas natural

	31/12/13	31/12/12
Gas natural licuado	\$ <u>3,836</u>	\$ <u>9,273</u>

El valor de los inventarios reconocidos como costo fue de \$230,966 y \$196,682 por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

El valor de los inventarios reconocidos como un gasto fue de \$- y \$(1,779) por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente, debido a reducciones al valor de los inventarios a su valor neto de realización. Reducciones anteriores no han sido reversadas.

8. Arrendamientos financieros por cobrar

	31/12/13	31/12/12
Arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo	\$ 81	\$ 56
Arrendamientos financieros por cobrar a largo plazo	<u>14,619</u>	<u>14,700</u>
	<u>\$ 14,700</u>	<u>\$ 14,756</u>

Debido a su poca importancia relativa, la administración de la Compañía decidió presentar los saldos por arrendamientos financieros por cobrar a corto plazo, dentro de la porción a largo plazo.

8.1. Contratos de arrendamiento

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

8.2. Saldos por cobrar por arrendamientos financieros

	Pagos mínimos de arrendamiento		Valor presente de pagos mínimos de arrendamiento	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
A menos de un año	\$ 5,136	\$ 5,136	\$ 81	\$ 56
A más de un año y no más de 5 años	22,458	22,458	818	1,264
Más de 5 años	<u>39,376</u>	<u>25,869</u>	<u>13,801</u>	<u>13,436</u>
	66,970	53,463	14,700	14,756
Menos: ingresos financieros no devengados	<u>(52,270)</u>	<u>(38,707)</u>	<u>n/a</u>	<u>n/a</u>
Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento financiero por cobrar	<u>14,700</u>	<u>14,756</u>	<u>14,700</u>	<u>14,756</u>
	<u>\$ 14,700</u>	<u>\$ 14,756</u>	<u>\$ 14,700</u>	<u>\$ 14,756</u>

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

La tasa de interés del arrendamiento financiero es fija a la fecha del contrato y por toda la duración del arrendamiento. La tasa de interés efectiva promedio contratada es de aproximadamente 34.48% por 2013 y 2012.

El saldo del arrendamiento financiero por cobrar al 31 de diciembre de 2013 no se encuentra ni vencido ni deteriorado.

9. Otros activos

	31/12/13	31/12/12 (Nota 2.3.)
Anticipos otorgados	\$ 7,694	\$ 5,676
Intereses por cobrar	7,286	-
IMPAC por recuperar	5,120	4,261
Bonos de carbón (porción a corto plazo) (Nota 17)	4,778	-
Derechos de interconexión de gasoductos	4,973	1,629
Arrendamiento de terrenos	371	70
Desbalance de gas natural	207	396
Depósitos en garantía	<u>187</u>	<u>264</u>
	<u>\$ 30,616</u>	<u>\$ 12,296</u>
Circulantes	\$ 25,457	\$ 10,403
No circulantes	<u>5,159</u>	<u>1,893</u>
	<u>\$ 30,616</u>	<u>\$ 12,296</u>

10. Inversión en negocio conjunto

Consiste en la participación de la Compañía en el 50% del capital social de GdC en forma conjunta con PGPB. GdC opera dos ductos de gas natural, una estación de compresión de gas natural, un sistema de propano en el norte de México, en los estados de Chihuahua, Tamaulipas y Nuevo León, México; y una estación de almacenamiento en el estado de Jalisco, México. Al 31 de diciembre de 2013, GdC tiene en proceso de construcción los proyectos Los Ramones I y Los Ramones Norte (referirse a Notas 1.2.4., incisos c y d, respectivamente) y Etano (referirse a Nota 31.2., inciso o). GdC no ha habido cambios en el porcentaje de participación accionaria de la Compañía o los derechos de voto en este negocio conjunto desde su adquisición.

Un resumen de los estados financieros consolidados de GdC se presenta a continuación:

	31/12/13	31/12/12
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 98,869	\$ 74,527
Inversiones en valores a corto plazo	12,805	151,766
Otros activos circulantes	<u>47,713</u>	<u>29,343</u>
Activos circulantes	<u>159,387</u>	<u>255,636</u>
Propiedad, planta y equipo	508,023	349,925
Otros activos no circulantes	<u>476</u>	<u>901</u>
Activos no circulantes	<u>508,499</u>	<u>350,826</u>
Total activos	<u>\$ 667,886</u>	<u>\$ 606,462</u>
Pasivos circulantes	<u>\$ 16,345</u>	<u>\$ 20,684</u>
Pasivos no circulantes	<u>48,853</u>	<u>52,467</u>
Total pasivos	<u>65,198</u>	<u>73,151</u>
Total capital contable	<u>\$ 602,688</u>	<u>\$ 533,311</u>
Participación en el capital contable	\$ 301,345	\$ 266,656
Crédito mercantil y activos intangibles con vida útil indefinida	<u>64,943</u>	<u>64,943</u>
Importe registrado como inversión en negocio conjunto	<u>\$ 366,288</u>	<u>\$ 331,599</u>
	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Ingresos	\$ 147,478	\$ 139,196
Gastos	(51,445)	(49,492)
Costos financieros, neto	(396)	(1,337)
Impuestos a la utilidad	<u>(26,260)</u>	<u>(13,479)</u>
Utilidad neta e integral	<u>\$ 69,377</u>	<u>\$ 74,888</u>
Participación en las utilidades de negocio conjunto	<u>\$ 34,689</u>	<u>\$ 37,444</u>

- (a) Con fecha 7 de marzo de 2013, GdC realizó el pago anticipado de su deuda a largo plazo con Export-Import Bank of the United States por aproximadamente \$19 millones.
- (b) El 5 de diciembre de 2013 GdC celebró un contrato de crédito por \$475 millones con BBVA Bancomer, Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA Bancomer y Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ, Ltd., Mizuho Bank y Norddeutsche Landesbank, con el propósito de financiar el proyecto Los Ramones I. El financiamiento, se contrató con un plazo de 13 años, con amortizaciones trimestrales de capital, devengando un interés equivalente a la Tasa LIBOR a 90 días más 200 a 275 bp considerando la fecha de aniversario de contratación del crédito; este financiamiento está garantizado con derechos de cobro de ciertos proyectos de GdC. Las disposiciones de efectivo de este crédito iniciaron a partir 2014.

Asimismo, con fecha 22 de enero de 2014, se contrató un instrumento financiero derivado para cubrir el riesgo de tasa de interés sobre el total del crédito, a una tasa de 2.63%.

11. Crédito mercantil

	31/12/13	31/12/12
Costo	\$ <u>25,654</u>	\$ <u>25,654</u>

No existen pérdidas acumuladas por deterioro.

11.1. Asignación del crédito mercantil a las unidades generadoras de efectivo

Para efectos de evaluación por deterioro, el crédito mercantil ha sido asignado a la unidad generadora de efectivo Sempra Gasoductos México, la cual se incluye en el segmento de Gas.

El importe recuperable de la unidad generadora de efectivo se determina con base a un flujo de efectivo descontado ("FED") a 10 años de los resultados proyectados de Sempra Gasoductos de México. El FED para 2013 y 2012 se calculó con base en un pronóstico a largo plazo del flujo de efectivo sin apalancamiento utilizando una tasa de descuento del 9%, la cual fue la misma tasa de descuento utilizada en la fecha de adquisición.

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

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

12. Propiedad, planta y equipo

	31/12/13	31/12/12
<i>Inversión:</i>		
Edificios y plantas	\$ 2,077,478	\$ 2,072,258
Equipo	52,960	43,729
Otros activos	<u>27,032</u>	<u>27,923</u>
	2,157,470	2,143,910
Depreciación y amortización acumulada	<u>(442,043)</u>	<u>(381,890)</u>
Terreno	74,421	74,421
Construcciones en proceso	<u>423,989</u>	<u>48,298</u>
	<u>\$ 2,213,837</u>	<u>\$ 1,884,739</u>

<i>Costo</i>	Terrenos	Edificios y plantas	Equipo	Construcciones en proceso	Otros activos	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	\$ 74,233	\$ 2,047,554	\$ 43,118	\$ 15,900	\$ 22,943	\$ 2,203,748
Adiciones	185	9,349	559	32,398	4,806	47,297
Bajas	-	(553)	(46)	-	(511)	(1,110)
Efecto de conversión	3	11,598	98	-	685	12,384
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	-	4,310	-	-	-	4,310
Saldo al 31 de diciembre de 2012	74,421	2,072,258	43,729	48,298	27,923	2,266,629
Adiciones		16,335	11,097	375,848	2,856	406,136
Bajas	-	(613)	(1,855)	-	(3,684)	(6,152)
Efecto de conversión		(931)	(11)	(157)	(63)	(1,162)
Revisiones y adiciones al pasivo por desmantelamiento	-	(9,571)	-	-	-	(9,571)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>\$ 74,421</u>	<u>\$ 2,077,478</u>	<u>\$ 52,960</u>	<u>\$ 423,989</u>	<u>\$ 27,032</u>	<u>\$ 2,655,880</u>
<i>Depreciación acumulada</i>	Terrenos	Edificios y Plantas	Equipo	Construcciones en proceso	Otros activos	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	\$ -	\$ (300,691)	\$ (5,002)	\$ -	\$ (12,096)	\$ (317,789)
Baja de activos	-	22	45	-	482	549
Gasto por depreciación	-	(58,046)	(1,052)	-	(2,101)	(61,199)
Efecto de conversión	-	(2,365)	(13)	-	(1,073)	(3,451)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	-	(361,080)	(6,022)	-	(14,788)	(381,890)
Baja de activos	-	41	18	-	702	761
Gasto por depreciación	-	(56,044)	(1,136)	-	(3,833)	(61,013)
Efecto de conversión	-	(481)	63	-	517	99
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>\$ -</u>	<u>\$ (417,564)</u>	<u>\$ (7,077)</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ (17,402)</u>	<u>\$ (442,043)</u>

ECA adquirió 19,452,209 metros cuadrados de terreno, de los cuales 627,614 fueron utilizados para la construcción de la terminal de GNL. El terreno restante se utiliza como zonas de amortiguamiento y acceso conforme a la autorización emitida por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (“SEMARNAT”).

Durante 2013, el saldo de Propiedad, planta y equipo incluye adiciones a construcciones en proceso, relacionadas con los Proyectos Sonora y Energía Sierra Juárez (Ver Nota 1.2.4., incisos a. y b.).

La Compañía capitalizó costos financieros sobre los activos calificables por \$12,811 y \$76 para los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

12.1. Vida útil de propiedad, planta y equipo

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

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

¹ Vidas útiles relacionadas con la categoría Planta y equipo

² Vidas útiles relacionadas con la categoría Otros activos

13. Cuentas por pagar

	31/12/13	31/12/12
Cuentas por pagar	\$ 48,573	\$ 24,388
Otras cuentas por pagar	<u>886</u>	<u>60</u>
	<u>\$ 49,459</u>	<u>\$ 24,448</u>

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

14. Beneficios a los empleados

14.1. Aportaciones definidas

La Compañía ofrece un plan de aportaciones definidas para todos sus trabajadores fijos de tiempo completo en México. Los trabajadores que dejan la Compañía obtienen sus aportaciones correspondientes de acuerdo con el programa: a) Aportación básica: 100% de forma inmediata por el capital acumulado. b) Contribución adicional: para el capital acumulado, las tasas otorgadas son: el 100% en caso de fallecimiento o invalidez, en caso de terminación voluntaria de acuerdo con la política de la Compañía.

14.2. Beneficios definidos

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

14.3. Prima de antigüedad

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

14.3.1. Costos y obligaciones de los beneficios a los empleados

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

	Valuación al	
	31/12/13	31/12/12
Tasas de descuento	8.00%	7.25%
Tasas esperadas de incrementos salariales	4.75%	4.75%
Inflación esperada a largo plazo	3.75%	3.75%
Tipos de cambio	\$ 12.78	\$ 13.01

Los importes reconocidos en los resultados del periodo y en otras partidas del resultado integral, así como los beneficios pagados con respecto a los beneficios a los empleados son los siguientes.

	Año terminado	
	31/12/13	31/12/12
Costo del servicio actual reconocido en gastos de administración y otros	\$ 341	\$ 208
Intereses sobre las obligaciones reconocidos en los gastos financieros	167	113
Utilidades actuariales reconocidas en ORI	179	414
Beneficios pagados reconocidos en gastos de administración y otros	-	(8)

Los importes incluidos en los estados consolidados de posición financiera derivado de la obligación de la Compañía en relación con sus planes de beneficios definidos y los movimientos en el valor presente de la obligación por aportaciones definidas en el año actual, fueron los siguientes:

	Año terminado	
	31/12/13	31/12/12
Saldo inicial de obligación por beneficios definidos	\$ 2,153	\$ 1,381
Costo del servicio actual	330	253
(Ingreso) costo por interés	(2)	113
Utilidades actuariales	178	414
Diferencias cambiarias en planes de compañías con moneda funcional peso	52	-
Beneficios pagados	<u>(27)</u>	<u>(8)</u>
Saldo de cierre de obligación por beneficios definidos	<u>\$ 2,684</u>	<u>\$ 2,153</u>

15. Otros pasivos financieros

	31/12/13	12/31/12
Intereses devengados por pagar (a)	\$ 12,218	\$ -
Depósitos de clientes	635	616
Préstamo (b)	<u>-</u>	<u>989</u>
	<u>\$ 12,853</u>	<u>\$ 1,605</u>

- (a) Corresponde a los intereses devengados de la deuda a largo plazo (ver Nota 19).
- (b) El 7 de noviembre de 2011, la Compañía firmó un acuerdo de financiamiento con BP Wind Energy North America, Inc., por una línea de crédito por un monto total de capital de hasta \$1,106. El período de disponibilidad de la línea de crédito fue hasta 31 de enero de 2012. Los intereses se devengan por los importes insolutos de cada uno de los anticipos a la tasa LIBOR a 30 días más 500 pb (tasa promedio anual 5.24% para 2012). Al 31 de diciembre de 2012, se devengaron intereses por \$51 y la Compañía realizó pagos de intereses por \$26. Durante 2013 se liquidó dicho préstamo.

16. Otros pasivos

	31/12/13	31/12/12 (Nota 2.3.)
Salarios y prestaciones por pagar	\$ 8,869	\$ 2,517
Bonos de carbono (porción a corto plazo) (Nota 17)	4,778	-
Otros pasivos a corto plazo	<u>2,880</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 16,527</u>	<u>\$ 2,517</u>

17. Bonos de carbono

En 2013, la Comisión de Recursos del Aire de California (“CARB”, por sus siglas en inglés), estableció el programa “Cap-and-Trade” como una estrategia para reducir las emisiones de gas con efecto invernadero (“GEI”); dicho programa señala la obligación de adquirir bonos de carbono (“carbon allowances”) por el monto equivalente a las emisiones de GEI en el periodo, a través de los mecanismos señalados en dicho programa. Bajo el programa Cap-and-Trade, TDM es una entidad sujeta a esta regulación extraterritorial, ya que a pesar de estar localizada en Baja California, México sus usuarios finales se encuentran en California, Estados Unidos.

Al 31 de diciembre de 2013, el saldo de obligaciones por bonos de carbono en los estados de situación financiera consolidados es \$15,929, el cual se muestra en el pasivo a largo plazo por un monto de \$11,151 y \$4,778 en el pasivo a corto plazo (incluidos en el saldo de Otros pasivos circulantes), los cuales fueron reconocidos con cargo a Costo de ingresos. Asimismo, al 31 de diciembre de 2013, la Compañía tiene \$16,362 reconocidos como activos por adquisiciones realizadas de dichos bonos para cubrir su obligación descrita en el párrafo anterior (\$11,584 como activos no circulantes y \$4,778 como activos circulantes, incluidas en el saldo de Otros activos circulantes).

18. Provisiones

	31/12/13	31/12/12
Obligación por retiro de activos (a)	\$ 26,430	\$ 34,820
Contrato de servicios a largo plazo (b)	-	2,788
Otros	<u>1,945</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 28,375</u>	<u>\$ 37,608</u>
Circulantes	\$ 1,945	\$ 2,788
No circulantes	<u>26,430</u>	<u>34,820</u>
Total de provisiones	<u>\$ 28,375</u>	<u>\$ 37,608</u>

18.1. Conciliación de provisiones

	Obligación por retiro de activos	Otros	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	\$ 28,862	\$ 3,080	\$ 31,942
Incremento gasto financiero	1,906	-	1,906
Reducciones resultantes de re- mediciones o liquidaciones sin costo	-	(327)	(327)
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	4,052	-	4,052
Efecto en cambios de moneda extranjera	<u>-</u>	<u>35</u>	<u>35</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	34,820	2,788	37,608
Provisiones adicionales reconocidas	-	-	-
Incremento gasto financiero	1,432	1,945	3,377
Pagos y otras disminuciones en provisiones reconocidas	-	(2,788)	(2,788)
Reducciones resultantes de re- mediciones o liquidaciones sin costo	-	-	-
Reversión del descuento y efecto en cambios en la tasa de descuento	<u>(9,822)</u>	<u>-</u>	<u>(9,822)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2013	<u>\$ 26,430</u>	<u>\$ 1,945</u>	<u>\$ 28,375</u>

- (a) Para los activos de larga duración, la Compañía registra ARO al valor presente de los costos futuros que se esperan incurrir cuando los activos sean retirados del servicio, si se tiene una obligación legal y si se puede realizar una estimación razonable de dicha obligación. Adicionalmente, la Compañía registra un pasivo si existe una obligación legal de realizar un retiro de activos y puede ser estimada razonablemente, sin embargo dicha obligación depende de un evento futuro. La Compañía registra el costo estimado de la obligación por retiro durante la vida del activo relacionado depreciando el valor presente de la obligación (medido en el momento de la adquisición del activo) y el incremento de la tasa de descuento utilizada hasta que se liquide el pasivo. Las tasas de descuento utilizadas por la Compañía fueron 4.9798% y 4.1130% al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.
- (b) El saldo de otras provisiones incluye un pasivo derivado de un contrato oneroso que representa el valor presente de las pérdidas futuras que la Compañía espera obtener bajo uno de sus contratos de servicios. Debido a que el activo relacionado está siendo ocupado por debajo de su capacidad, la administración de la Compañía considero como apropiado el enfoque de ingresos (basado en el modelo económico de la Compañía, utilizando el análisis de FED) para determinar el valor de la provisión, ocupando una tasa de descuento del 10%. Los saldos de esta posición al 31 de diciembre de 2012 fueron de \$2,536.

19. Deuda a largo plazo – Neto

	Año terminado	
	31/12/13	31/12/12
CEBURES a tasa fija (a)	\$ 298,245	\$ -
CEBURES a tasa variable (b)	<u>99,415</u>	<u>-</u>
	397,660	-
Costos de emisión de deuda	<u>(3,004)</u>	<u>-</u>
	<u>\$ 394,656</u>	<u>\$ -</u>

Con fecha 14 de febrero de 2013, la Compañía realizó 2 colocaciones públicas de CEBURES con las siguientes características:

- (a) La primera colocación fue por \$306,209 (\$3,900 millones de pesos) devengando intereses a una tasa fija del 6.3%, con pagos de intereses semestralmente, hasta su vencimiento en 2023.
- (b) La segunda colocación fue de \$102,070 (\$1,300 millones de pesos) devengando intereses a una tasa de interés variable basada en la TIIE más 30 pb, con pagos de intereses mensualmente, hasta su vencimiento en 2018. La tasa promedio anual al 31 de diciembre de 2013 fue de 4.52%.

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

- (a) Para la deuda con vencimiento en 2023, se intercambiò la tasa fija del peso a una tasa fija del dólar, intercambiando los pagos de capital e intereses. La tasa de interés promedio ponderada, en dólares a través de este swap fue de 4.1240%.
- (b) Para la deuda con vencimiento en 2018, se intercambiò la tasa variable en pesos a una tasa fija en dólares, intercambiando pagos de capital e intereses. La tasa de interés promedio ponderada, en dólares a través de este swap fue de 2.6575%.

La suma del valor del nocional de los swaps es de \$408,279 (\$5,200 millones de pesos).

Estos contratos han sido designados como de cobertura de flujo de efectivo.

20. Instrumentos financieros

20.1. Administración del riesgo de capital

Las decisiones en la administración del riesgo del capital de IEnova son realizadas por los directores y ejecutivos clave de IEnova y de la Controladora. El comité de administración de riesgos de la compañía controladora revisa la estructura de capital de la Compañía en sesiones periódicas. Al 31 de diciembre de 2012, todo el financiamiento para los proyectos mayores de capital se recibió de la compañía controladora y, al 31 de diciembre de 2013, los proyectos se financiaron a través de los recursos obtenidos por la emisión de CEBURES y el IPO (referirse a Notas 1.2.2. y 1.2.3., respectivamente). La Compañía espera que los flujos de efectivo de sus operaciones puedan financiar en una parte substancial sus gastos futuros de capital y dividendos.

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

Adicionalmente, la Compañía tiene un compromiso con el regulador mexicano relacionado con las contribuciones de capital basado en el capital invertido para su terminal de GNL. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la Compañía ha cumplido con los requisitos anteriores.

20.2. Categorías de instrumentos financieros

	31/12/13	31/12/12
Activos financieros:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 103,880	\$ 85,073
Valor razonable con cambios a través de resultados con fines de negociación	216,215	5,157
Préstamos y cuentas por cobrar	89,226	119,720
Arrendamiento financiero	14,700	14,756
Pasivos financieros:		
Valor razonable con cambios a través de resultados con fines de negociación	63,913	49,882
Costo amortizado	499,516	451,311

20.3. Objetivos de la administración del riesgo financiero

Las actividades llevadas a cabo por la Compañía pueden exponerla a riesgos financieros, incluyendo el riesgo de mercado, que incluye el riesgo de tipo de cambio, de tasa de interés, de precios de materias primas, de crédito y de liquidez. La Compañía busca minimizar los posibles efectos negativos de estos riesgos en su desempeño financiero a través de un programa integral de administración de riesgos. La Compañía puede utilizar instrumentos financieros derivados y no derivados para cubrirse de algunas exposiciones a los riesgos financieros implícitos en los activos y pasivos en el estado consolidado de posición financiera o riesgos fuera de balance (compromisos en firme y transacciones proyectadas como altamente probables). Tanto la administración de riesgos financieros y el uso de instrumentos financieros derivados y no derivados se rigen por las políticas de la Compañía.

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

20.4. Riesgo de mercado

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

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2012, ECO utilizó derivados de gas natural para administrar el riesgo en el precio del gas natural asociado a los requerimientos de los servicios de carga. El uso de derivados de gas natural está sujeto a ciertas limitaciones impuestas por la política de la Compañía y se ajusta a los planes de administración de riesgos y actividades de negociación que se han presentado y han sido aprobados por los reguladores. Todos los costos o ganancias/pérdidas asociadas con el uso de los derivados de gas natural se consideraron como costos de materias primas. Los costos de las materias primas son generalmente trasladados a los clientes que los consumen. Ningún activo o pasivo se reconoció con respecto a los importes que se transmiten a los clientes en periodos posteriores ya que no existió un derecho o una obligación contractual con los clientes para el reembolso de dichas cantidades.

20.5. Análisis del Valor en riesgo (VaR)

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

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

La Compañía utiliza un período de tenencia de un día y un intervalo de confianza del 95% en sus cálculos de VaR. El VaR de un día al 95% refleja la probabilidad de 95% que la pérdida diaria no excederá el VaR reportado.

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

	Año terminado	
	31/12/13	31/12/12
Historia VaR (de un día, 95%)		
Por tipo de riesgo		
Swap de tasa de interés	\$ 4,061	\$ 1,011
Compra y venta de gas natural	<u>31</u>	<u>61</u>
Exposición total VaR	<u>\$ 3,887</u>	<u>\$ 1,064</u>

El VaR es una estimación estadística de la cantidad que un portafolio puede perder en un horizonte de tiempo determinado para el intervalo de confianza dado. Mediante el uso de un VaR con un intervalo de confianza del 95%, las pérdidas potenciales por encima de dicho porcentaje no son consideradas, mediante el uso de datos históricos posibles movimientos extremos adversos pueden no ser capturados, ya que no ocurrieron durante el período de tiempo considerado en los cálculos, y no hay garantía de que las pérdidas reales no excedan el VaR calculado.

Mientras que el VaR captura la exposición diaria de la Compañía a los riesgos de precios de materias primas y tasas de interés, los análisis de sensibilidad evalúan el impacto de un cambio razonable posible en los precios de los insumos y tasas de interés durante un año. Los detalles del análisis de sensibilidad para el riesgo cambiario se incluyen en la Nota 20.7.

20.6. Riesgo de precios en insumos

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

La Compañía está generalmente expuesta a riesgo de precio en insumos, indirectamente a través de sus activos de la terminal de GNL, gasoductos de gas y de almacenamiento, y de generación de energía. La Compañía puede utilizar las transacciones de insumos con el fin de optimizar estos activos. Estas operaciones suelen negociarse con base en los índices del mercado, pero también pueden incluir compras y ventas a precio fijo de dichos insumos. Cualquier exposición residual es monitoreada como se describió anteriormente.

20.7. Administración del riesgo cambiario

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

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

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

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

	Activos monetarios	
	31/12/13	31/12/12
Subsidiarias con moneda funcional dólar	\$ 194,573	\$ 27,259
Subsidiarias con moneda funcional peso	34,920	39,473

	Pasivos monetarios	
	31/12/13	31/12/12
Subsidiarias con moneda funcional dólar	\$ 695,450	\$ 13,103
Subsidiarias con moneda funcional peso	38,188	4,059

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

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

Los tipos de cambio vigentes a la fecha de los estados financieros consolidados y la fecha de emisión son las siguientes.

	31/12/13	31/12/12	04/15/14
Un dólar	13.0765	13.0101	13.0493

20.7.1. Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

Los saldos de la Compañía descritos en la Nota 20.6. anterior son presentados en pesos para las subsidiarias con moneda funcional dólar y en dólares para las subsidiarias con moneda funcional en pesos.

La siguiente tabla detalla la sensibilidad de la Compañía en sus resultados y ORI a un aumento y disminución del 10% del dólar frente al peso. El índice de sensibilidad utilizado para informar sobre el riesgo de moneda extranjera al personal clave de administración es 10%, lo que representa un punto de referencia para la administración del posible cambio de los tipos de cambio. El análisis de sensibilidad incluye sólo saldos insolutos de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera y ajusta su conversión al cierre del periodo con un cambio del 10% en los tipos de cambio de las monedas extranjeras. El análisis de sensibilidad incluye los préstamos entre compañías afiliadas cuando el préstamo esta denominado en una moneda distinta a la moneda funcional de la entidad acreditante o acreditado.

Para las subsidiarias con moneda funcional dólar, un número negativo indica una disminución en la utilidad o capital cuando el dólar se fortalece un 10% frente al peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10% del dólar frente al peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían positivos.

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

Para las subsidiarias con moneda funcional peso, un número positivo indica un incremento en la utilidad o capital cuando el dólar se fortalece un 10% contra el peso. Por lo tanto, ante un debilitamiento de 10% del dólar frente al peso, habría un impacto similar inverso en la utilidad o capital, y los saldos abajo mostrados serían negativos

	Moneda funcional dólar		Moneda funcional peso	
	2013	2012	2013	2012
Utilidad o pérdida	\$ 31,874	\$ (901)(i)	\$ -	\$ -
ORI	-	-	(208)	2,254

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

La sensibilidad en las subsidiarias con moneda funcional dólar a la moneda extranjera ha incrementado durante 2013 y 2012 principalmente debido a pagos de impuestos estimados consolidados.

La sensibilidad en las subsidiarias con moneda funcional peso a la moneda extranjera disminuyó durante 2013 y 2012 principalmente debido a la disminución de los préstamos con afiliadas.

20.8. Administración del riesgo de tasas de interés

En 2005, la Compañía celebró operaciones de derivados para cubrir pagos futuros de intereses asociados a los préstamos pronosticados por \$450 millones de dólares de terceros de ECA, los cuales fueron designados como cobertura de flujo de efectivo. En 2007, se volvió probable que la partida cubierta no se concretara debido a un cambio en las necesidades de financiamiento externo de IEnova. En consecuencia, una ganancia de cobertura de flujo de efectivo de \$30 millones fue reclasificada del ORI en el capital a los resultados del periodo, y los cambios en el valor razonable de estos instrumentos fueron reconocidos en resultados en forma prospectiva dentro de la línea Otras pérdidas y ganancias. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se mantiene un swap de tasa de interés con un importe notional de \$159,287 y \$166,948, respectivamente en dólares bajo el cual, IEnova recibe una tasa variable de interés (LIBOR a 3 meses) y paga una tasa fija de interés del 5.0%. El swap vence el 15 de diciembre de 2027.

La Compañía reconoce el cambio en el valor razonable y las liquidaciones del swap de tasa de interés en el estado consolidado de ganancias y pérdidas en la línea de Otras pérdidas y ganancias.

La información relativa al VaR a un año del swap de tasa de interés se encuentra incluida en la Nota 20.5.

20.8.1. Contrato swap de tasa de interés celebrados por negocio conjunto de la Compañía

El negocio conjunto con PGPB contrató un swap para convertir su deuda a tasa de interés variable, con vencimiento el 15 de octubre de 2013, a una tasa de interés fija. El valor nominal al 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a \$- y \$13,461, respectivamente, el cual, cubre la totalidad del saldo de la deuda con la institución bancaria, y la fecha de vencimiento coincide con la de la deuda. El interés fue registrado en el costo de construcción del gasoducto durante el período de construcción, y como parte de los costos financieros en los estados individuales de resultados del negocio conjunto a partir de la fecha de inicio de operaciones. El valor razonable de los instrumentos derivados se basa en los valores de mercado vigentes a la fecha de los estados financieros consolidados, lo cual afecta la inversión en el negocio conjunto con cargo a resultados del período.

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

20.9. Administración del riesgo de crédito

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

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

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

Clientes menores (clientes residenciales para consumo del hogar):

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

Clientes principales (clientes de consumo industrial y comercial)

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

La supervisión incluye una revisión mensual del 100% de los saldos de clientes importantes por el departamento de crédito y cobranza, para asegurarse de que los pagos se hacen en una manera oportuna y para garantizar que se encuentren en el cumplimiento de los términos acordados en el contrato.

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

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

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

20.9.1. Concentración del riesgo de crédito

GRO y TGN conducen sus negocios basados en las evaluaciones continuas de las condiciones financieras de los clientes y en ciertas garantías, excepto cuando esos clientes califican para el crédito con base en sus calificaciones otorgadas por “Standard & Poors” u otro agencia calificadora de crédito en Estados Unidos o en Canadá.

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

TGN ofrece principalmente servicios de transporte a un cliente único. TGN considera que la concentración de riesgo de crédito es mínima ya que su cliente paga en forma mensual, de lo contrario el servicio puede ser suspendido hasta que los adeudos sean cobrados.

Sempra LNG Marketing de México vende gas natural y proporciona servicios de transporte a tres clientes. Sempra LNG Marketing de México considera que, a pesar de existir concentración de riesgo de crédito, su exposición a dicho riesgo es mínima ya que uno de sus clientes es una entidad gubernamental y otro es una parte relacionada. Además, todos los clientes pagan en forma mensual, de lo contrario el servicio puede ser suspendido hasta que los adeudos sean cobrados.

ECA proporciona almacenamiento de GNL y servicios de regasificación a Sempra LNG Marketing México y a otros clientes. ECA considera que, a pesar de existir concentración de riesgo de crédito, su exposición a dicho riesgo es mínima basada en la solvencia de sus clientes.

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

	Segmento	31/12/13	31/12/12
Cliente 1 (parte relacionada en Estados Unidos)	Electricidad	\$ 168,340	\$ 127,656
Cliente 2	Gas	168,963	143,901
Cliente 3 (parte relacionada en Estados Unidos)	Gas	90,842	121,446
Cliente 4	Gas	95,571	95,856
Cliente 5	Gas	-	71,674
Otros *		<u>154,120</u>	<u>47,074</u>
		<u>\$ 677,836</u>	<u>\$ 607,607</u>

*Dentro de Otros, no hay clientes que representen más del 10% de la concentración de ingresos de la Compañía.

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

El riesgo de crédito máximo al que está expuesta la Compañía al 31 de diciembre de 2013 y 2012, era de \$157,928 y \$205,052, respectivamente.

20.9.2. Otras mejoras crediticias

La Compañía mantiene cartas de crédito para cubrir sus riesgos de crédito asociados a sus activos financieros derivados con clientes industriales (Nota 20.11.4.), que ascendían a \$27 al 31 de diciembre de 2012.

20.10. Administración del riesgo de liquidez

La responsabilidad final de la administración del riesgo de liquidez corresponde a los directores y ejecutivos clave de IEnova y de la compañía controladora, quienes han establecido un marco de administración del riesgo de liquidez para administrar los requerimientos de financiamiento y liquidez. Al 31 de diciembre de 2012, todo el financiamiento para los proyectos mayores de capital se recibió de la compañía controladora y, al 31 de diciembre de 2013, los proyectos se financiaron a través de los recursos obtenidos por la emisión de CEBURES y el IPO (referirse a Notas 1.2.2. y 1.2.3., respectivamente).

20.10.1 Tablas de riesgo de interés y riesgo de liquidez

Las siguientes tablas detallan los vencimientos contractuales remanentes de los pasivos financieros no derivados de la Compañía con períodos de reembolso acordados. Las tablas se han elaborado a partir de los flujos de efectivo no descontados de dichos pasivos financieros, con base en su exigibilidad, que es la fecha más temprana en la que la Compañía puede ser requerida a pagar. Las tablas incluyen flujos de efectivo tanto de intereses como de principales. En la medida en que los flujos de intereses son de tasa variable, el monto no descontado se deriva de la tasa de interés spot al final del período de reporte.

	Tasa promedio de interés efectiva %	Menos de 1 año	1-2 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2013						
No devengan interés		\$ 65,967	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 65,967
Tasa de interés variable de la deuda (ver Nota 19)	4.52	4,526	9,051	9,051	117,176	139,804
Tasa de interés variable del préstamo con GEN	2.70	12	24	24	540	600
Tasa fija de la deuda (ver Nota 19)	6.30	18,906	37,813	37,813	279,106	373,638
Tasa de interés variable del préstamo con SOT Suisse	3.28	1,279	2,558	38,730	-	42,567
		<u>\$ 90,690</u>	<u>\$ 49,446</u>	<u>\$ 85,618</u>	<u>\$ 396,822</u>	<u>\$ 622,576</u>
31 de diciembre de 2012						
No devengan interés		\$ 36,187	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 36,187
Tasa de interés variable del préstamo con Sempra Global	0.89	25,194	-	-	-	25,194
Tasa de interés variable del préstamo con SOT Suisse	2.93	2,723	5,446	94,957	-	103,126
Tasa de interés variable del préstamo con SEIH	3.14	85,840	-	-	-	85,840
Tasa de interés variable del préstamo con Sempra Chile	3.14	6,836	220,993	-	-	227,829
		<u>\$ 156,780</u>	<u>\$ 226,439</u>	<u>\$94,957</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 478,176</u>

La Compañía puede decidir discrecionalmente realizar pagos anticipados de los préstamos intercompañías.

La siguiente tabla detalla el análisis de la liquidez de la Compañía para sus instrumentos financieros derivados. La tabla se ha elaborado a partir de los flujos de efectivo netos contractuales no descontados por instrumentos derivados que se liquidan sobre una base neta. Cuando el importe por pagar o por cobrar no es fijo, el importe a revelar es determinado con referencia a las tasas de interés o los precios futuros de las materias primas obtenidos mediante curvas proyectadas al final del período de reporte.

	Menos de 1 año	1-2 años	3-5 años	5+ años	Total
31 de diciembre de 2013					
Importes netos:					
- swap de tipo de cambio y tasa de interés	\$ 7,326	\$ 13,896	\$ 2,817	\$ 350	\$ 24,389
- swap de tasa de interés	-	(19,226)	2,943	52,428	36,145
- compra/venta de gas natural	<u>3,379</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3,379</u>
	<u>\$ 10,705</u>	<u>\$ (5,330)</u>	<u>\$ 5,760</u>	<u>\$ 52,778</u>	<u>\$ 63,913</u>
31 de diciembre de 2012					
Importes netos:					
- swap de tasa de interés	\$ 7,666	\$ 13,594	\$ 9,806	\$ 13,444	\$ 44,510
- swap de precios de materias primas	3	-	-	-	3
- compra/venta de gas natural	<u>3,765</u>	<u>3,189</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>6,974</u>
	<u>\$ 11,434</u>	<u>\$ 16,783</u>	<u>\$ 9,806</u>	<u>\$ 13,444</u>	<u>\$ 51,487</u>

20.11. Valor razonable de instrumentos financieros

20.11.1 Valor razonable de los instrumentos financieros a costo amortizado

Excepto por lo que se detalla en la siguiente tabla, la administración considera que los valores en libros de los activos financieros y pasivos financieros reconocidos en los estados financieros consolidados se aproximan a sus valores razonables.

	31/12/13		31/12/12	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros				
Arrendamiento financiero por cobrar	\$ 14,700	\$ 52,270	\$ 14,756	\$ 51,936
Pasivos financieros				
<i>Pasivos financieros a costo amortizado:</i>				
- Deuda a largo plazo (cotizados en bolsa de valores)	394,656	374,899	-	-
- Préstamos de partes relacionadas (no cotizados en bolsa de valores)	38,893	36,573	415,124	316,715

20.11.2 Técnicas de valuación y supuestos aplicados para propósitos de medir el valor razonable

Los valores razonables de los activos y pasivos financieros se determinan como sigue:

- El valor razonable de los arrendamientos financieros por cobrar se determina calculando el valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento, incluyendo el periodo de extensión del contrato, utilizando la tasa de descuento que representa la tasa interna de retorno en las inversiones de capital de la Compañía.
- La Compañía determina el valor razonable de su Deuda a largo plazo con precios de mercados reconocidos.
- La Compañía determina el valor razonable de sus otros pasivos financieros (distintos a la Deuda a largo plazo) a costo amortizado determinando su valor presente al final de cada periodo. La tasa de interés libre de riesgo utilizada para descontar a valor presente es ajustada para reflejar el riesgo de crédito propio de la Compañía.
- El valor razonable de los derivados y otras posiciones derivadas, las cuales incluyen swaps de tasa de interés, son determinados utilizando supuestos que harían los participantes en el mercado al valuar dichos instrumentos. Los supuestos que harían los participantes en el mercado incluyen aquellos relacionados con los riesgos, y los riesgos inherentes de los datos de entrada (inputs) en la técnica de valuación. Estos inputs pueden ser observables, corroborados en el mercado o generalmente no observables.

Los supuestos significativos utilizados por la Compañía para determinar el valor razonable de los siguientes activos y pasivos financieros se describen a continuación:

20.11.3 Mediciones de valor razonable reconocidas en los estados consolidados de posición financiera

La Compañía aplica recurrentemente mediciones de valor razonable para ciertos activos y pasivos. “Valor razonable” se define en la Nota 2.2b. Una medición a valor razonable refleja los supuestos que participantes del mercado utilizarían en asignar un precio a un activo o pasivo basado en la mejor información disponible. Estos supuestos incluyen los riesgos inherentes en una técnica particular de valuación (como el modelo de valuación) y los riesgos inherentes a los inputs del modelo. Adicionalmente, la administración considera la posición crediticia de la Compañía cuando mide el valor razonable de sus pasivos.

La Compañía establece un nivel jerárquico del valor razonable que jerarquiza los inputs utilizados para medir el valor razonable. La jerarquía otorga la prioridad más alta a precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos (Nivel 1) y la prioridad más baja a inputs no observables (Nivel 3):

Los tres niveles de la jerarquía del valor son los siguientes:

- Nivel 1 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de los precios cotizados (no ajustados) en los mercados activos para activos o pasivos idénticos;
- Nivel 2 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de inputs distintos a los precios cotizados incluidos dentro del Nivel 1, que son observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir como precios) o indirectamente (es decir que derivan de los precios); y
- Nivel 3 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de las técnicas de valuación que incluyen los inputs para los activos o pasivos, que no se basan en información observable del mercado (indicadores no observables).

Los activos y pasivos de la Compañía que fueron registrados a valor razonable sobre una base recurrente se mencionan en la siguiente tabla y fueron clasificados como Nivel 1 y 2 en la jerarquía del valor razonable:

	31/12/13	31/12/12
Activos financieros a valor razonable a través de resultados		
Inversiones en valores a corto plazo (Nivel 1)	\$ 207,027	
Activos financieros derivados (Nivel 2)	\$ 9,188	\$ 5,157
Pasivos financieros a valor razonable a través de resultados		
Pasivos financieros derivados (Nivel 2)	\$ 63,913	\$ 49,882

La Compañía no mantiene activos o pasivos financieros clasificados como Nivel 3 y no ha habido transferencias entre el Nivel 1 y 2 durante los periodos reportados.

20.11.4 Materias primas y otras posiciones derivadas

El 26 de mayo de 2006, Sempra LNG Marketing de México realizó un acuerdo de compra venta de gas natural con RBS Sempra Commodities LLP (“RBS”), una parte relacionada no consolidada quien más adelante transfirió a partir de agosto de 2012 el contrato con JP Morgan Ventures Energy Corp. (“JPM”) en relación con la venta de activos a JPM, quien a su vez entró en otro acuerdo con TDM para facilitar las transacciones de compra venta entre Sempra LNG Marketing México y TDM. El contrato incluye la nominación y programación mensual de las cantidades de gas natural a ser entregado a TDM por Sempra LNG Marketing de México desde septiembre de 2009 hasta septiembre de 2014, con un valor nominal de 70,000 millones de unidades térmicas británicas (“MMBtus”, por sus siglas en inglés) por día. En el acuerdo entre JPM y TDM, la liquidación se basa en el Índice de Southern California (“Índice SOCAL”). En el acuerdo entre JPM y Sempra LNG Marketing de México, la liquidación se basa en el índice de SOCAL menos un descuento. Estas operaciones se registran como derivados a su valor razonable.

ECO utiliza contratos de futuros (forwards) para administrar el riesgo de precio asociado con las compras futuras de gas natural a nombre de sus clientes: industriales, comerciales y residenciales. Al 31 de diciembre de 2012, los montos nominales de las posiciones abiertas eran de 6,000 MMBtus, Como se menciona en la Nota 20.4, ECO traspasa los efectos de los beneficios de dichas contratos compras futuras a sus clientes. Al 31 de diciembre de 2012, el importe nominal de las posiciones abiertas de los clientes industriales eran de 6,000 MMBtus, los cuales se realizaron durante 2013. No se reconoce un instrumento financiero derivado por la parte de clientes residenciales ya que no hay derechos ni obligaciones contractuales con ellos por las ganancias o pérdidas futuras.

La Compañía reconoce los cambios en el valor razonable y las liquidaciones en el “costo de ingresos” de los estados consolidados de ganancias y pérdidas.

Durante noviembre de 2013, la Compañía contrató un instrumento financiero derivado (zero cost collar con un rango de \$12.80 a \$13.22 pesos mexicanos por dólar) con el objetivo de cubrir la volatilidad de sus obligaciones por impuestos a la utilidad, atribuible a la fluctuación del Peso mexicano en relación al dólar. Los activos y pasivos monetarios de la Compañía, expresados en dólares (moneda funcional) son medidos en Pesos Mexicanos a lo largo del año para efectos fiscales en Mexico. La revaluación de dichos activos y pasivos origina pérdidas y ganancias de moneda extranjera para efectos fiscales en Mexico y afecta el monto de la obligación de pago por impuestos. Al 31 de diciembre de 2013, dicho instrumento financiero no tuvo efecto en el estado consolidado de ganancias y pérdidas debido a que, a la fecha de vencimiento del instrumento, el dólar se encontraba dentro del rango contratado.

21. Impuestos a la utilidad

La Compañía está sujeta al ISR y al IETU hasta 2013.

ISR - La tasa fue 30% para 2013 y 2012 y conforme a la nueva Ley de ISR 2014 continuará al 30% para 2014 y años posteriores. La Compañía causó ISR en forma consolidada hasta 2012 con sus subsidiarias. Como se menciona en la nota 34.b, debido a cambios en la Resolución Miscelánea I.3.2.14, la Compañía perdió su derecho a consolidar fiscalmente de manera retroactiva a partir del 1 de enero de 2013, por lo cual, los efectos fiscales mostrados al 31 de diciembre de 2013 en esta nota, consideran los efectos de dicha desconsolidación.

IETU - A partir de 2014 se abrogó el IETU, por lo tanto, hasta el 31 de diciembre de 2013 se causó este impuesto, tanto para los ingresos como las deducciones y ciertos créditos fiscales con base en flujos de efectivo de cada ejercicio. La tasa fue 17.5%.

Hasta el año 2013, el impuesto a la utilidad causado es el que resulta mayor entre el ISR y el IETU.

Hasta 2012, con base en proyecciones financieras, la Compañía identificó que esencialmente pagará ISR. Por lo tanto, la Compañía reconoce ISR diferido. A partir de 2013 se calcula únicamente ISR diferido debido a la abrogación del IETU.

21.1. Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados

	31/12/13	31/12/12
Impuesto causado:		
Impuesto causado del ejercicio	\$ 50,210	\$ 58,989
Impuesto por desconsolidación por cambio en leyes IETU	21,436	-
	<u>-</u>	<u>75</u>
	<u>71,646</u>	<u>59,064</u>
Impuesto diferido:		
Impuesto diferido del ejercicio	14,789	(18,263)
Cancelación IETU diferido	(2,643)	-
	<u>12,146</u>	<u>(18,263)</u>
Total de impuestos a la utilidad en resultados	<u>\$ 83,792</u>	<u>\$ 40,801</u>

El gasto del año se puede conciliar con la utilidad contable, como sigue:

	31/12/13	31/12/12
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	<u>\$ 191,493</u>	<u>\$ 197,372</u>
Impuestos a la utilidad calculado al 30%	(57,448)	(59,212)
Efectos de fluctuación cambiaria	(6,706)	(6,682)
Efecto de pérdidas fiscales no reconocidas como impuesto a la utilidad diferido activo	5,979	(2,819)
Efectos de ajuste por inflación	(38)	(2,600)
Efecto de tipo de cambio e inflación sobre las bases fiscales de propiedad, planta y equipo	11,696	33,951
Ajuste al impuesto diferido atribuible al cambio en leyes	(21,436)	-
Efecto de saldos de impuestos diferidos debido a cambios en la tasa de impuestos las utilidad de 28% a 30% (vigente a partir de 1 de enero de 2014)	(15,463)	-
Otros	<u>(376)</u>	<u>(3,439)</u>
Gasto por impuestos a la utilidad reconocido en los resultados del año	<u>\$ 83,792</u>	<u>\$ 40,801</u>

21.2. Impuestos a la utilidad diferidos reconocidos directamente en el capital social y en otras partidas de utilidad integral

	31/12/13	31/12/12
Reconocidos directamente en capital social:		
Emisión de acciones ordinarias a través de oferta pública inicial	\$ 7,388	\$ -
	<u>7,388</u>	<u>-</u>
Reconocidos directamente en otras partidas de utilidad integral:		
Valuación de instrumentos de cobertura	\$ 5,514	\$ -
	<u>5,514</u>	<u>-</u>
Total impuestos a la utilidad reconocido directamente en el capital social y otras partidas de utilidad integral	<u>\$ 12,902</u>	<u>\$ -</u>

21.3. Activos y pasivos por impuestos a la utilidad diferidos

Los principales conceptos que originan el saldo activo (pasivo) del impuesto a la utilidad diferido presentado en los estados consolidados de posición financiera, son:

	31/12/13	31/12/12
Activo por impuestos a la utilidad diferidos:		
Beneficio de pérdidas fiscales amortizables para recuperar impuestos pagados en periodos anteriores	\$ 54,697	\$ 37,847
Instrumentos financieros	267	12,622
Gastos acumulados y provisiones	24,034	12,225
Efecto de la combinación de Sempra Gasoductos México	1,844	1,942
Beneficios a los empleados	2,392	1,931
Activos derivados de dividendos no distribuidos de la Cuenta de Utilidad Fiscal Neta ("CUFIN")	43,024	610
Inventarios	2,086	(3,055)
Estimación para cuentas de cobro dudoso	236	234
Activo diferido por emisión de acciones	7,388	-
Activo diferido por instrumentos financieros (swap)	5,514	-
Otros	<u>20</u>	<u>963</u>
Total activos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ 141,503	\$ 65,319
Efecto de no consolidación en 2013 (1)	(35,275)	-
Impuestos a la utilidad diferidos activos consolidados	<u>-</u>	<u>(62,944)</u>
Activos por impuestos a la utilidad diferidos	<u>\$ 106,227</u>	<u>\$ 2,375</u>

Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos:

Propiedad, planta y equipo	(227,121)	(204,691)
Pasivo relativo a beneficios por consolidación fiscal		(13,958)
Arrendamientos financieros	(4,410)	(4,433)
Pasivos derivados de dividendos no distribuidos de CUFIN	-	(634)

	31/12/13	31/12/12
Gastos pagados por anticipado	(5,896)	(5,792)
Otros	<u>(3,233)</u>	<u>(3,605)</u>
Total pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	\$ (240,660)	\$ (233,113)
Efecto de no consolidación en 2013 (1)	35,275	-
Impuestos a la utilidad diferidos pasivos consolidados	<u>\$ -</u>	<u>\$ 62,944</u>
Pasivos por impuestos a la utilidad diferidos	<u>\$ (205,385)</u>	<u>\$ (170,169)</u>

(1) Los efectos de desconsolidación fiscal en el impuesto diferido, son presentados para reflejar que la Compañía ya no cuenta con el derecho de compensar los impuestos de las subsidiarias, por lo cual, éstos son presentados de forma separada en el estado de posición financiera al 31 de diciembre de 2013.

21.4. Impuestos a la utilidad diferidos en estados de posición financiera consolidados

El siguiente es el análisis de los activos y pasivos por impuestos a la utilidad diferidos que se presentan en los estados consolidados de situación financiera:

	31/12/13	31/12/12
Activo	\$ 106,227	\$ 2,375
Pasivo	<u>(205,385)</u>	<u>(170,169)</u>
	<u>\$ (99,158)</u>	<u>\$ (167,794)</u>

Debido a que se modificaron las circunstancias consideradas para evaluar la recuperación del beneficio de las pérdidas fiscales por amortizar, en 2013 la valuación del beneficio de las pérdidas fiscales por amortizar por \$735, con crédito (cargo) a los resultados del ejercicio.

Los beneficios de las pérdidas fiscales actualizadas pendientes de amortizar y el IMPAC por recuperar por los que ya se ha reconocido (en su caso, parcialmente) el activo por ISR diferido y un crédito fiscal, respectivamente, pueden recuperarse cumpliendo con ciertos requisitos. Los años de vencimiento y sus montos actualizados al 31 de diciembre de 2013, son:

Año de vencimiento	Pérdidas amortizables	IMPAC recuperable
2014	\$ -	\$ 120
2015	-	120
2016	513	120
2017	5,050	405
2018	15,193	405
2019	11,809	405
2020	6,426	405
2021	72,095	341
2022	16,353	336
2023	54,884	336
2024	-	285
2025	-	285
2026	-	285
	<u>\$ 182,323</u>	<u>\$ 3,848</u>

En la determinación del ISR diferido según incisos anteriores, se incluyeron los efectos de pérdidas

fiscales por amortizar e IMPAC pagado por recuperar, por \$182,323 y \$3,850, respectivamente.

21.5. Impuestos a la utilidad por recuperar y por pagar

	31/12/13	31/12/12
Impuestos a la utilidad por recuperar:		
ISR por recuperar	\$ 15,931	\$ 4,657
IETU	<u> </u>	<u>4,183</u>
	<u>\$ 17,931</u>	<u>\$ 8,840</u>
Impuestos a la utilidad por pagar:		
ISR por pagar	(90,130)	(18,049)
IETU	<u> </u>	<u>(121)</u>
	<u>\$ (90,130)</u>	<u>\$ (18,170)</u>

22. Capital contable

	12/31/13	12/31/12
Capital social	\$ 762,949	\$ 618,752
Aportación adicional de capital	<u>973,953</u>	<u>536,577</u>
	<u>\$ 1,700,902</u>	<u>\$ 1,155,329</u>

22.1. Integración del capital social al 31 de diciembre de 2012

Nombre de los socios	Número de partes	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2012			Total de partes
		Partes sociales fijas	Partes sociales variables	Total	
Sempra Energy Holdings XI, B.V.	1	49,900	9,359,083,119	9,359,133,019	\$ 618,752
Sempra Energy Holdings IX, B.V.	<u>1</u>	<u>100</u>	<u>-</u>	<u>100</u>	<u>-</u>
	<u>2</u>	<u>50,000</u>	<u>9,359,083,119</u>	<u>9,359,133,119</u>	<u>\$ 618,752</u>

El 16 de agosto de 2012, Sempra Energy Holdings VIII, B. V. (“BV8”, subsidiaria de Sempra Energy) y Sempra Energy Holdings XI, B.V. (“BV11”, subsidiaria de Sempra Energy) firmaron un contrato de contribución adicional de participación intercompañías, por el que BV8 decidió hacer una contribución adicional no monetaria en el capital de BV11, consistente en su participación en el capital social en Sempra México. Como resultado de dicha transacción, BV11 es la nueva Controladora de Sempra México.

El 10 de septiembre de 2012, el capital social de Sempra México se incrementó en su parte variable en \$480,094 (\$5,861,622,509 pesos mexicanos), mediante la aportación que BV11 tenía en el capital social de Sempra Gasoductos México hasta esa fecha; dicho incremento se integra de \$291,152 (\$3,252,367 pesos mexicanos) de partes sociales y de \$188,942 (\$2,609,256 pesos mexicanos) de prima en suscripción de acciones, la cual se elimina en la consolidación. Como resultado de dicho aumento de capital social, Sempra México asumió propiedad y control de Sempra Gasoductos México.

Al 31 de diciembre de 2012, el capital social de IEnova se compone de dos tipos, emitido y en circulación; el capital fijo se compone de \$50,000 pesos mexicanos y el capital variable de \$9,359,083,119, pesos mexicanos, los cuales son propiedad de BV11 (99.999999%) y Sempra Energy Holdings IX, B.V. (“BV9”, subsidiaria de Sempra Energy) (0.000001%).

En Asamblea General de Socios celebrada el 15 de febrero de 2013, se aprobó el aumento del capital social de la Compañía en \$1.00 peso mexicano, el cual fue suscrito y pagado por BV11, aumentando el valor de su parte social; asimismo, se aprobó el cambio del tipo de sociedad de Sempra México, S. de R. L. de C. V. a una Sociedad Anónima de Capital Variable (Ver Nota 1.2.1). En virtud de dichos cambios, se realizó la transformación de las partes sociales por acciones, las cuales al 15 de febrero de 2013 se encontraban distribuidas de la siguiente manera:

Nombre del accionista	Acciones		Total
	Clase I	Clase II	
Sempra Energy Holdings XI, B.V.	4,990	935,908,312	935,913,302
Sempra Energy Holdings IX, B.V.	<u>10</u>	<u>-</u>	<u>10</u>
	<u>5,000</u>	<u>935,908,312</u>	<u>935,913,312</u>

El capital social está integrado por acciones comunes nominativas, sin expresión de valor nominal. El valor teórico por acción es de \$10.00 pesos mexicanos. Las acciones Clase I y II representan la parte fija y la parte variable del capital social, respectivamente. La parte variable es ilimitada.

El 6 de marzo de 2013, BV11 suscribió una ampliación de capital en Semco Holdco S. de R. L. de C. V. (“Semco”, subsidiaria de Sempra Energy), acordando pagar dicho aumento de capital a través de una contribución en acciones de IEnova por un monto a determinarse de acuerdo al precio por acción de la Oferta Global y sujeto a que las acciones de IEnova estén debidamente inscritas en el Registro Nacional de Valores (“RNV”). En la fecha efectiva de la Oferta Global y registro en RNV, Semco adquirió la totalidad de las acciones de BV11, conforme a los términos descritos; por lo tanto, a partir de esta fecha Semco es la nueva Compañía Controladora de IEnova.

El 21 de marzo de 2013, la Compañía llevo a cabo una Oferta Global de acciones. A través de la Oferta Global, IEnova emitió 189,661,305 acciones a un precio de colocación de \$34.00 pesos por acción, dicha oferta incluía una opción de sobreasignación de hasta 28,449,196 acciones. El monto de esta oferta global fue de \$520,707 (\$6,448.4 millones de pesos).

El 27 de marzo de 2013, en seguimiento a la Oferta Global, los intermediarios colocadores tanto en México como en el extranjero ejercieron las opciones de sobreasignación acordadas. El monto de las sobreasignaciones fue de \$78,106 (\$967 millones de pesos) que correspondían a 28,449,196 acciones al precio de colocación de \$34.00 pesos por acción.

Nombre de los accionistas	Número de acciones	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013 (Pesos mexicanos)			Total de capital social (Miles de dólares)
		Capital social fijo	Capital social variable	Total	
Semco Holdco, S. de R.L. de C. V.	935,913,302	49,900	9,359,083,120	9,359,133,020	\$ 618,752
Sempra Energy Holdings IX, B.V.	10	100	-	100	-
Público inversionista	<u>218,110,500</u>	<u>-</u>	<u>2,181,105,008</u>	<u>2,181,105,008</u>	<u>144,197</u>
	<u>1,154,023,812</u>	<u>50,000</u>	<u>11,540,188,128</u>	<u>11,540,238,128</u>	<u>\$ 762,949</u>

23. Dividendos decretados

Durante los 2013 y 2012, a través de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, se aprobaron decreto de dividendos en efectivo, aplicados contra el saldo de CUFIN, por los siguientes montos:

Fecha de Asamblea	Miles de dólares
1 de marzo de 2013	\$ 39,000
7 de octubre de 2013	<u>117,000</u>
	<u>\$ 156,000</u>

Fecha de Asamblea	Miles de dólares
29 de marzo de 2012	\$ 15,100
5 de diciembre de 2012	<u>125,000</u>
	<u>\$ 140,100</u>

23.1. Dividendo por acción

	Centavos por acción por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
IEnova	<u>\$ 0.14</u>	<u>\$ 0.15</u>

24. Información por segmentos

24.1. Productos y servicios de los cuales los segmentos obtienen sus ingresos

La información reportada a la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación para efectos de la asignación de recursos y evaluación de desempeño de los segmentos se centra en los tipos de bienes o servicios entregados o proporcionados. Los segmentos reportables por la Compañía bajo IFRS 8, “Segmentos operativos” son descritos y presentados en la Nota 1.3.

Las siguientes tablas muestran información seleccionada por segmento de los estados consolidados de resultados y los estados consolidados de posición financiera.

24.2. Ingresos y resultados por segmento

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

	Ingresos por segmentos	
	31/12/13	31/12/12
Gas:		
Ventas a clientes	\$ 416,829	\$ 370,314
Ingresos con partes relacionadas extranjeras	90,985	107,959
Ventas entre segmentos	252,117	169,595
Electricidad:		
Ventas a clientes	168,340	127,656

	31/12/13	31/12/12
Ventas entre segmentos	52,950	5,890
Corporativo:		
Ventas a clientes	1,682	1,678
Ventas entre segmentos	<u>35,854</u>	<u>3,117</u>
	1,018,757	786,209
Ajustes y eliminaciones entre segmentos	<u>(340,921)</u>	<u>(178,602)</u>
Total ingresos por segmentos	<u>\$ 677,836</u>	<u>\$ 607,607</u>

	Utilidad por segmentos	
	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 180,296	\$ 222,568
Electricidad	8,567	6,868
Corporativo	<u>(46,473)</u>	<u>(35,421)</u>
Total utilidad por segmentos	<u>\$ 142,390</u>	<u>\$ 194,015</u>

Las políticas contables de los segmentos reportables son las mismas políticas contables de la Compañía que se describen en la Nota 3. Esta es la medida reportada a la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación para efectos de la asignación de recursos y evaluación de desempeño del segmento.

24.3. Activos y pasivos por segmentos

	31/12/13	31/12/12
Activos por segmentos:		
Gas	\$ 2,413,965	\$ 2,101,378
Electricidad	433,894	360,494
Corporativo	<u>394,049</u>	<u>38,846</u>
Total activos consolidados	<u>\$ 3,241,908</u>	<u>\$ 2,500,718</u>
Pasivos por segmentos:		
Gas	\$ 272,298	\$ 243,904
Electricidad	64,794	59,084
Corporativo	<u>588,404</u>	<u>434,612</u>
Total pasivos consolidados	<u>\$ 925,496</u>	<u>\$ 737,600</u>

Para los efectos de monitorear el desempeño de los segmentos y asignar los recursos entre los segmentos:

- Todos los activos se asignan a segmentos reportables. El crédito mercantil es asignado al segmento reportable como se describe en la Nota 11.1., y
- Todos los pasivos son asignados a segmentos reportables.

24.4. Otra información de segmentos

	Propiedad, planta y equipo		Depreciación acumulada	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 2,138,129	\$ 1,813,044	\$ (287,407)	\$ (243,429)
Electricidad	504,595	442,518	(150,791)	(135,421)
Corporativo	<u>13,156</u>	<u>11,066</u>	<u>(3,845)</u>	<u>(3,039)</u>
	<u>\$ 2,655,880</u>	<u>\$ 2,266,628</u>	<u>\$ (442,043)</u>	<u>\$ (381,889)</u>

	Depreciación y amortización por año		Adquisiciones de propiedad, planta y equipo por año	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 44,605	\$ 42,830	\$ 337,545	\$ 40,371
Electricidad	15,420	17,755	63,345	5,960
Corporativo	<u>1,139</u>	<u>764</u>	<u>5,246</u>	<u>966</u>
	<u>\$ 61,164</u>	<u>\$ 61,349</u>	<u>\$ 406,136</u>	<u>\$ 47,297</u>

	Ingresos por intereses		Costo financiero	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 1,140	\$ 999	\$ 12,046	\$ (1,355)
Electricidad	5	3	683	364
Corporativo	<u>227</u>	<u>25</u>	<u>(17,764)</u>	<u>(10,355)</u>
	<u>\$ 1,372</u>	<u>\$ 1,027</u>	<u>\$ (5,035)</u>	<u>\$ (11,346)</u>

	Participación en utilidades de negocio conjunto		Beneficio (gasto) por impuestos a la utilidad	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Gas	\$ 34,689	\$ 37,444	\$ (57,165)	\$ (29,559)
Electricidad	-	-	9,158	2,479
Corporativo	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(35,785)</u>	<u>(13,721)</u>
	<u>\$ 34,689</u>	<u>\$ 37,444</u>	<u>\$ (83,792)</u>	<u>\$ (40,801)</u>

24.5. Ingresos por tipo de producto o servicios

El siguiente es un análisis de los ingresos de la Compañía por sus principales tipos de productos y servicios:

	31/12/13	31/12/12
Generación de energía eléctrica	\$ 168,340	\$ 127,656
Venta de gas natural	169,832	144,483
Almacenamiento y regasificación	93,785	94,174
Distribución de gas natural	99,235	78,128
Transportación de gas natural	44,335	52,298
Otros ingresos operativos	<u>102,309</u>	<u>110,868</u>
	<u>\$ 677,836</u>	<u>\$ 607,607</u>

24.6. Otros ingresos de operación

En virtud del contrato para la compraventa, transportación y suministro de GNL (referir a Nota 1.3.1, inciso l), debido a la falta de cargamentos de GNL, Sempra LNG Marketing México recibió pagos de SLNGI relacionados a las pérdidas y obligaciones incurridas en 2013 y 2012, por \$90,762 y \$107,754, respectivamente, las cuales se encuentran presentadas dentro de la línea de ingresos en los estados consolidados de ganancias y pérdidas.

25. Ingresos por interés

	31/12/13	31/12/12
Inversiones bancarias	\$ 1,369	\$ 1,003
Partes relacionadas	<u>3</u>	<u>24</u>
	<u>\$ 1,372</u>	<u>\$ 1,027</u>

El siguiente es un análisis de ingresos por interés por categoría de activos:

	31/12/13	31/12/12
Inversiones mantenidas al vencimiento	\$ 1,369	\$ 1,003
Préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo efectivo y bancos)	<u>3</u>	<u>24</u>
	<u>\$ 1,372</u>	<u>\$ 1,027</u>

26. Gastos de administración y otros

	31/12/13	31/12/12
Gastos por beneficios a los empleados	\$ 23,221	\$ 14,328
Compras de material	12,274	10,238
Compras de servicios	47,409	34,017
Servicios externos y otros	<u>16,781</u>	<u>17,840</u>
	<u>\$ 99,685</u>	<u>\$ 76,423</u>

Dentro de los servicios externos y otros se incluyen cargos relacionados a arrendamientos de terrenos y edificios con términos entre 5 y hasta 10 años. Los arrendamientos operativos de más de 5 años contienen cláusulas de revisiones de rentas cada 5 años. La Compañía no tiene una opción de comprar el terreno arrendado al final del periodo del arrendamiento.

27. Otras ganancias y (pérdidas)

	31/12/13	31/12/12
(Pérdida) neta en moneda extranjera	\$ (2,303)	\$ (1,631)
Ganancia (pérdida) neta en pasivos financieros clasificados como con fines de negociación (a)	8,272	(8,399)
Otras (pérdidas) ganancias	<u>1,017</u>	<u>1,185</u>
	<u>\$ 6,986</u>	<u>\$ (8,845)</u>

(a) Este importe representa un cambio en el valor razonable de los swaps de tasa de interés (ver Nota 20.8.) y las liquidaciones correspondientes.

28. Costo financiero

	31/12/13	31/12/12
Intereses de préstamos de partes relacionadas	\$ 2,761	\$ 10,371
ARO incremento gasto financiero	1,432	1,906
Intereses de deuda a largo plazo	13,636	-
Intereses capitalizados (a)	(12,811)	(76)
Otros costos financieros	<u>17</u>	<u>(855)</u>
	<u>\$ 5,035</u>	<u>\$ 11,346</u>

(a) Referirse a la Nota 12, por los intereses capitalizados de activos calificables.

29. Gastos por depreciación y amortización

	31/12/13	31/12/12
Depreciación de propiedad, planta y equipo	\$ 61,013	\$ 61,199
Amortización de otros activos	<u>151</u>	<u>150</u>
Total del gasto por depreciación y amortización	<u>\$ 61,164</u>	<u>\$ 61,349</u>

30. Utilidad por acción básica y diluida

	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Utilidad por acción básica y diluida	<u>\$ 0.13</u>	<u>\$ 0.21</u>

30.1. Utilidad por acción básica y diluida

Las utilidades y el promedio ponderado de acciones utilizado en el cálculo de las utilidades básicas y diluidas por acción son las siguientes:

	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Utilidad del año	\$ <u>142,390</u>	\$ <u>194,015</u>

	Por el año terminado el	
	31/12/13	31/12/12
Promedio ponderado de acciones para propósitos de las utilidades básicas y diluidas de:	1,123,885,851	935,913,312

Debido a que la Compañía intercambió sus partes sociales por acciones (Ver Nota 22.1.) durante el año terminado el 31 de diciembre de 2013, el cálculo de la utilidad por acción básica y diluida se realizó de manera retrospectiva al 31 de diciembre de 2012, considerando el mismo número de acciones intercambiadas.

La Compañía no tiene partes sociales potencialmente dilutivas.

31. Compromisos

31.1. Compromisos de venta

- a. GRO ha firmado acuerdos de servicios de transporte en firme (“FTSAs”, por sus siglas en inglés) con ocho clientes. Bajo los FTSAs, la Compañía se ha comprometido a proporcionar servicio de transporte de hasta ciertas cantidades diarias de gas natural, que se define como cantidades máximas diarias (“MDQ”) medidos en dekatherms por día (“Dth/d”). Los FTSAs establecen una tasa al servicio de transporte, que puede ser una tasa convencional o una tasa regulada. Estas tasas son aplicadas a la capacidad reservada de transporte diaria de los clientes. Las tasas convencionales suelen permanecer fijas durante la vigencia del contrato. Las tarifas reguladas se ajustarán anualmente a la inflación y otros factores, por las regulaciones y la autorización de la CRE. El rango de los períodos efectivos y el MDQ acordados para cada contrato descrito anteriormente son de 5 a 25 años y de 800 a 1,307,000 Dth/d, respectivamente.
- b. TGN firmó un FTSA de 20 años con un tercero que comenzó cuando la Terminal de GNL de ECA inició sus operaciones. El FTSA prevé 540,000 MMBtus por día de capacidad reservada.
- c. ECA tiene un contrato para vender, a partir de mayo de 2008, el 50 por ciento de la capacidad de la Terminal de GNL a un tercero por 20 años. En abril de 2009, el cliente asignó hasta un 29 por ciento de su capacidad contratada a otro tercero independiente.
- d. ECA construyó una instalación de nitrógeno para proporcionar servicios de inyección de nitrógeno a las partes con las que tiene acuerdos de capacidad de almacenamiento. Los términos del acuerdo se incluyeron en el acuerdo la capacidad de la terminal con el mismo plazo de 20 años.

31.2. Compromisos de compra

- a. TDM firmó un contrato de cinco años para la compra venta de gas natural con RBS Sempra Energy Trading México, S. de R. L. de C. V., parte relacionada, comenzando a partir del 1 de septiembre de 2009. A partir del 1 de mayo de 2011, el contrato fue asignado a JPM Ventures Energy México, S. de R. L. de C. V. (“JPM”). TDM está obligado a comprar y JPM está obligado a suministrar diariamente un volumen de carga base igual, pero no menor de la cantidad mínima (70,000 MMBtus por día) ni superior a la cantidad máxima (105,000 MMBtus/d).

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dicho contrato fueron de \$92,620 y \$75,809, respectivamente. Los pagos futuros esperados son como sigue:

El pago contractual futuro bajo el LTSA será de \$70,368.

- b. Sempra LNG Marketing México y un tercero independiente firmaron un acuerdo de suministro de gas natural, que estipula que las sanciones derivadas del incumplimiento de los términos y condiciones establecidos en el mismo podrían ser de hasta \$85 millones, incluyendo los costos y gastos y/o la cancelación del acuerdo. Adicionalmente, Sempra LNG Marketing México firmó una carta de crédito a través de Sempra LNG Marketing Corp., parte relacionada, con el Banco Nacional de México, S. A. (“Banamex”) por el pasivo máximo. La administración considera que todos los costos y gastos incurridos a la fecha de los estados financieros relativos a este acuerdo han sido reconocidos y que no hay obligaciones actuales que necesiten ser registradas o reveladas; sin embargo, las obligaciones futuras podrían surgir.
- c. A través de un acuerdo que asigna derechos y obligaciones de la Rumorosa Wind Energy, S. de R. L. de C. V. a ESJ, ESJ ha adquirido los derechos de tierra en un contrato de arrendamiento de 30 años con el Ejido Jacume para usar el terreno para la generación y transmisión de electricidad a partir de turbinas eólicas. El acuerdo puede ser prorrogado por otro período de 30 años e incluye un período de gracia de cuatro años que comenzó con el inicio de la excavación para los cimientos de las turbinas. Si la generación comercial de energía eólica se desarrolla con éxito, ESJ pagará una cuota de arrendamiento al Ejido Jacume equivalente al 4% de los ingresos brutos procedentes de la venta de electricidad por la duración del contrato.

ESJ, Ejido Cordillera La Molina y el Parque Eólico La Rumorosa, S. A. de C. V. celebraron un contrato de arrendamiento de tierras en las que ESJ adquirió derechos para utilizar la tierra para la generación y transmisión de electricidad a partir de turbinas eólicas. ESJ ha realizado pagos por adelantado de \$750 y tiene la obligación de hacer pagos trimestrales de \$30 durante los primeros 5 años o hasta el inicio de las operaciones comerciales. En adición, \$1,500 se pagarán al comienzo de la excavación para los cimientos de la turbina para el primer bloque con una capacidad no superior a 250 MW, y \$300 se pagarán al comienzo de la excavación para los cimientos de la turbina para cada bloque adicional de 100 MW. Si la generación comercial de energía eólica se desarrolla con éxito, ESJ también pagará una cuota de arrendamiento equivalente al 3% de los ingresos brutos procedentes de la venta de la electricidad para los primeros 20 años, incrementando a un 4% posteriormente.

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$144 por cada año. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 144
2015	144
2016	144
2017	144
En adelante	<u>2.868</u>
	<u>\$ 3,444</u>

- d. ESJH y Ejido de Sierra Juárez celebraron un contrato de arrendamiento de tierras en las que ESJH adquirió los derechos para utilizar la tierra para la generación y transmisión de electricidad a partir de turbinas eólicas. ESJH ha realizado pagos por adelantado de \$296, y está obligado a hacer pagos trimestrales de \$74 durante los primeros 10 años o hasta el inicio de las operaciones comerciales. Además, \$294 serán pagados al comienzo de la excavación para los cimientos de la turbina para el primer bloque con una capacidad no superior a 100 MW, y \$71 se pagarán al comienzo de la excavación para los cimientos de la turbina para cada bloque adicional de 100 MW. Si la generación comercial de energía eólica se desarrolla con éxito, ESJH también pagará una cuota de arrendamiento igual al mayor de \$75 o el 3.5% de los ingresos brutos procedentes de la venta de la electricidad por el resto del plazo.

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dichos contratos fueron de \$294 para cada año. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 294
2015	294
2016	294
2017	294
En adelante	<u>294</u>
	<u>\$ 1,470</u>

- e. ESJ ha recibido el permiso manifiesto de impacto ambiental (“MIA”). El MIA es el principal permiso ambiental en México, y es emitido por la SEMARNAT. La administración considera que todos los costos y gastos relacionados con este permiso han sido debidamente reconocidos dentro de los gastos de administración y otros en los presentes estados financieros consolidados, sin embargo, costos futuros podrían incurrirse.
- f. La Compañía arrienda el espacio del edificio de sus oficinas administrativas en las ciudades de Tijuana, Mexicali, Chihuahua, Durango, y la Ciudad de México. Durante 2013 y 2012, el gasto por renta ascendió a \$1,976 y \$1,113, respectivamente.

Los arrendamientos vencen de 2013 hasta 2021 y establecen los siguientes pagos contractuales futuros de arrendamiento:

Años	Importes
2014	\$ 2,679
2015	2,322
2016	2,112
2017	2,017
2018	1,560
En adelante	<u>1,049</u>
	<u>\$ 11,739</u>

- g. Durante 2003, TDM entró en un LTSA con un tercero, que cubre el mantenimiento periódico determinado, incluidas las piezas de repuesto, para las turbinas de generación de energía. La duración del contrato se basa en el uso de la turbina, que TDM estima en aproximadamente 15 años.

Las cuotas por mantenimiento bajo este acuerdo consisten en una porción fija de \$24 por mes, más un porcentaje variable de incremento y una cuota variable con base a las horas-trabajadas y arranques de la turbina.

Las cuotas fijas mensuales se cargan a resultados cuando se incurren. Las cuotas variables se clasifican como pagos anticipados en los estados de posición financiera consolidados y se capitalizan como propiedad, planta y equipo si se refieren a la sustitución de componentes principales, o si no como gasto cuando dichos pagos ocurren. Mientras que algunos servicios se proporcionan en forma proporcional durante todo el año, los costos más importantes son realizados en interrupciones previstas a las plantas. Las cuotas variables están sujetas a las fluctuaciones basadas en el calendario y el alcance de los servicios que se proporcionan.

Durante 2013 y 2012, las cuotas fijas por gastos de mantenimiento de acuerdo a los LTSA fueron \$645 y \$639, respectivamente y; las cuotas variables bajo el LTSA fueron por \$6,484 y \$6,549, respectivamente.

Los pagos contractuales futuros bajo el LTSA son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 407
2015	407
2016	407
2017	407
2018	407
En adelante	<u>1,629</u>
	<u>\$ 3,664</u>

- h. TDM celebró un contrato de servicio de transporte de gas de 20 años con North Baja Pipeline. El contrato fue asignado a Sempra LNG Marketing Corp., compañía afiliada en Estados Unidos de América, con fecha de octubre de 2009.
- i. Durante el año 2008, ECA celebró un contrato de servicio con un tercero quien proporciona servicios y mantenimiento de las turbinas utilizadas en la Terminal de GNL. El acuerdo contempla una cuota mensual que incluye el apoyo operacional y garantía ampliada del producto. El acuerdo también prevé un costo adicional para el mantenimiento de la turbina principal, que será capitalizado y amortizado en un período de cinco años en función de su vida útil estimada. El plazo del contrato es de 60 meses a partir de la fecha de la primera utilización. Durante 2013, se renegóció el contrato con una vigencia hasta 2018.

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados del acuerdo fueron de \$1,511 y \$1,841, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 1,507
2015	1,568
2016	4,105
2017	4,254
2018	<u>440</u>
	<u>\$ 11,874</u>

- j. ECA tiene celebrados diversos contratos de servicios técnicos y de mantenimiento con terceros. Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dichos contratos fueron por \$10,747 y \$5,914, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 3,978
2015	1,678
2016	1,310
2017	1,200
2018	1,200
En adelante	<u>20,400</u>
	<u>\$ 29,766</u>

- k. Con fecha 1 de enero de 2013 (con fecha de vigencia efectiva el 1 de enero de 2012) SGEN y TDM firmaron un contrato de programación y administración de energía, con vigencia de 5 años (y con posibilidad de prorrogar el plazo por un año más), por el que TDM continua suministrando la energía eléctrica generada directamente a CAISO y SGEN proporciona servicios de comercialización, programación y despacho a TDM, entre otros.

Durante 2013 y 2012, los pagos derivados de dicho contrato fueron de \$1,800 y \$16,875, respectivamente. Los pagos contractuales futuros son como sigue:

Años	Importes
2014	\$ 1,800
2015	1,800
2016	1,800
2017	<u>1,800</u>
	<u>\$ 7,200</u>

- l. *Licitaciones Públicas LPI-001/12 y LPI-002/2012 convocadas por la CFE para celebrar contratos de prestación de servicios de transporte de gas*

En octubre 2012, GAP recibió autorización de la CFE de dos contratos para la construcción y operación de una red de gasoductos de aproximadamente 835 kilómetros (500 millas), conectando los estados de Sonora y Sinaloa en el Norte de México (“Gasoducto Noroeste”) con el gasoducto interestatal de Estados Unidos. El Gasoducto Noroeste comprenderá dos segmentos; el primero tendrá una longitud de aproximadamente 505 kilómetros, 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 770 Mmcf/d; y el segundo, tendrá una longitud de aproximadamente 330 kilómetros, 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 510 Mmcf/d. El precio estimado por Mmcf/d es \$0.25 aproximadamente.

La Compañía estima que el costo total del Gasoducto Noroeste será de \$1,000 millones, aproximadamente, y será terminado para Agosto de 2016. La capacidad total del Gasoducto Noroeste está contratada en su totalidad con CFE bajo 2 contratos de 25 años cada uno, denominados en dólares estadounidenses.

Para garantizar el cumplimiento durante la etapa de construcción del hasta la fecha programada de operación comercial del Gasoducto Noroeste, GAP emitió 2 cartas de garantía bancaria irrevocable por \$90 millones y \$65 millones a favor de CFE, con vigencia anual, y prorrogable de manera automática por periodos anuales hasta el 30 de noviembre 2039 y hasta el 31 de octubre de 2041, respectivamente.

- m. Para llevar a cabo la construcción del Gasoducto Noroeste, la Compañía celebró contratos de suministro de gasoductos con varios proveedores:

- Con fecha 20 de noviembre de 2012, GAP celebró un contrato con Stupp Corporation (división of Stupp Bros, Inc.); la obra se realizará en varias etapas y se estima terminar en Agosto de 2015. El valor del contrato es por \$155,335; en esta transacción Sempra Energy es el garante ante Stupp Corporation, por el valor total del contrato, menos los importes pagados por GAP.
 - Con fecha 12 de diciembre de 2012, GAP celebró un contrato con Tubacero, S. de R. L. de C. V. y Distribuidora Tubacero, S. de R. L. de C. V.; la obra se realizará en varias fases y se estima terminar en Julio de 2014. El valor del contrato de suministro es de \$123,333 y, como garantía de cumplimiento, GAP emitió una garantía bancaria irrevocable por \$28,613 por concepto del 20% de anticipo del contrato más IVA, con fecha de vencimiento el 4 de enero de 2013.
 - Con fecha 1 de febrero de 2013, GAP celebró un contrato con Tuberías Procarsa, S. A. de C. V.; la obra se realizará en varias fases y se estima terminar en Agosto de 2015. El valor del contrato de suministro es de \$53,918 y, como garantía de cumplimiento, GAP emitió una garantía bancaria irrevocable por \$28,576 por concepto del 47% de anticipo del contrato más IVA, con fecha de vencimiento el 14 de mayo de 2013.
- n. Durante noviembre y diciembre de 2012, se celebraron contratos de fideicomiso con los gobiernos de los estados de Sonora y Sinaloa, por un total de \$52.5 y \$35.3 millones, respectivamente por dichos fideicomisos, y por los cuales se dieron anticipos de apertura en 2012 por \$13.1 y \$8.7 millones, respectivamente y durante 2013, se realizaron aportaciones adicionales de \$5 y 0.1 millones, respectivamente. Dichos contratos se celebraron para dar cumplimiento a las bases de licitación de los concursos de la CFE para la construcción y operación del Gasoducto Noroeste. Los fideicomisos tiene como objetivo la administración de los recursos destinados a cubrir los costos y gastos de los derechos inmobiliarios, permisos y estudios que se requieran para la construcción y operación del Gasoducto Noroeste.
- o. Con fecha de 13 de diciembre de 2012, Gasoductos del Sureste, S. de R.L. de C.V. (“Gasoductos del Sureste”, subsidiaria de GdC, negocio conjunto de la Compañía con PGPB), celebró un contrato de servicio de transporte por ductos de etano y etano líquido con PGPB entre los Centros Procesadores de Gas (“CPG”) de Ciudad PEMEX (Tabasco, México), Nuevo PEMEX (Tabasco, México), Cactus (Chiapas, México), el Complejo Etileno XXI y el Complejo Petroquímico Cangrejera (ambos en Coatzacoalcos, Veracruz, México). Gasoducto del Sureste será responsable de la construcción del gasoductos, así como su mantenimiento, el cual tendrá una longitud aproximada de 225 kilómetros (140 millas, aproximadamente). La fecha programada para el término de las obras e inicio de la operación comercial es el 30 de junio de 2014; el contrato tiene una vigencia de 21 años, a partir de la fecha en que el primer segmento entre operación comercial. También, Gasoductos del Sureste está obligado a obtener y mantener todos los permisos, así como cumplir con todas las obligaciones laborales de acuerdo a la ley; además deberá cumplir con la ley aplicable a para proteger el medio ambiente, así como presentar a PGPB un reporte por escrito el avance físico y financiero de la obra. Gasoductos del Sureste garantizó a PGPB el cumplimiento de sus obligaciones a través de una garantía corporativa y una carta de crédito bancaria hasta por USD\$30 millones, hasta la fecha de operación comercial y, una vez alcanzada dicha fecha, hasta por un monto que resulte el mayor entre: (a) el 10% del monto estimado a erogar por PGPB por el pago de los servicios de transporte por año, o (b) el 10% del monto estimado promedio anual a ejercer en todos los años siguientes durante la vigencia del contrato por el correcto y oportuno cumplimiento.

El costo estimado de construcción del gasoducto es de aproximadamente \$330 millones.

- p. En enero 2013, PEMEX anunció la primera fase del proyecto conocido como “Los Ramones”, el cual consiste en un sistema de distribución de gas natural aproximadamente 1,000 kilómetros, que pasará por cuatro entidades mexicanas: Tamaulipas, Aguascalientes, Querétaro y Guanajuato, bordeando con los Estados Unidos, y llegando hasta los Ramones en el estado de Nuevo León, México, y que será desarrollado por GdC. La red de gasoductos incorporará tubos con diámetros de 48, 42 y 24 pulgadas y contará con cinco estaciones de compresión. Con esta infraestructura se lograría satisfacer 17% de la demanda de gas de la zona Centro - Occidente de México.
- q. Con fecha 1 de enero 2013, la Compañía celebró un contrato de Servicios de Tecnología de la Información con Sempra U. S. Gas & Power (parte relacionada en Estados Unidos). Conforme a este contrato, Sempra U.S. Gas & Power prestará a la Compañía de ciertos servicios de tecnología de la información, incluyendo software, soporte y servicios de seguridad. La Compañía prevé pagar a Sempra U.S. Gas & Power conforme a este contrato, una tarifa anual de aproximadamente \$6,843. Este contrato tiene una vigencia inicial de cinco años.
- r. Con fecha 28 de febrero de 2013, la Compañía celebró un contrato de Servicios Técnicos, Consultoría y de Administración con Sempra International (parte relacionada en Estados Unidos), conforme al cual Sempra International provee a la Compañía (directamente o a través de afiliadas) ciertos servicios de soporte. La Compañía prevé pagar aproximadamente \$8.0 millones por año por la prestación de estos servicios. El contrato es de vigencia indefinida.
- s. La Compañía firmó un contrato para la compra venta de gas natural con EDF Trading North America LLC comenzando a partir del 1 de febrero de 2013 y con vigencia al 31 de enero de 2014 por una cantidad de 12,000 MMBtus por día.
- t. *Proyecto Sonora.* De acuerdo al contrato llave en mano celebrado con GSP para la construcción del Proyecto Sonora, GSP se compromete a realizar los trabajos de construcción de acuerdo a las especificaciones técnicas establecidas en la licitación y a los contratos de servicio de transporte de gas natural entre GAP y CFE, conforme al calendario y plan de construcción de la Compañía; con instalaciones probadas y operando plenamente. Los materiales para la construcción del Proyecto Sonora serán suministrados por GAP; asimismo, GAP será responsable de obtener los derechos de vía necesarios para la construcción y operación de la red de gasoductos.

La construcción del Proyecto Sonora comprenderá dos segmentos; el primero tendrá una longitud de aproximadamente 505 kilómetros, 36 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 770 MMcfd; y el segundo, tendrá una longitud de aproximadamente 330 kilómetros, 30 pulgadas de diámetro con una capacidad de transporte de 510 MMcfd. La construcción del primer segmento iniciará en la fecha de firma del contrato y concluirá el 30 de septiembre de 2014, aproximadamente; la del segundo segmento, comenzó en septiembre de 2013 y concluirá el 15 de febrero de 2015, aproximadamente.

El monto de la contraprestación del contrato de construcción del primer segmento será de \$156.5 millones por toda su vigencia, con opción de extenderse al segundo segmento.

- u. *Energía Sierra Juárez.* En virtud de Contrato de Suministro y de Garantía de Aerogeneradores para el desarrollo de la primera fase del proyecto Energía Sierra Juárez, las partes contratantes acordaron que: (i) ESJ, ESJ Turbinas y ESJ Turbinas II adquirirán de Vestas, conjuntamente, 47 aerogeneradores, así como la opción de adquirir 5 aerogeneradores más, (ii) IEnova actuará como garante de las obligaciones de ESJ Turbinas y ESJ Turbinas II bajo el Contrato de Suministro y (iii) Vestas prestará a ESJ servicios de mantenimiento de los aerogeneradores.

El valor del contrato de suministro es de \$159 millones.

- v. Con fecha 10 de julio de 2013, en relación a la ejecución de la primera fase del proyecto Energía Sierra Juárez, ESJ, ESJ Turbinas, ESJ Turbinas II y Anemo Energy, S. de R. L. de C. V. (“Anemo Energy”) celebraron un contrato de Ingeniería, Adquisición y Construcción. Por dicho contrato, Anemo Energy proporcionará servicios de asistencia técnica, ingeniería, administración de la construcción para la puesta en marcha de un parque eólico con una capacidad máxima de aproximadamente 156 a 174 MW.

El precio del contrato por toda su vigencia es de \$73.7 millones.

- w. Con fecha 19 de julio de 2013, GdC celebró un contrato con PGPB para la prestación del servicio de transporte de gas natural en firme, por un plazo de 25 años y respecto de la totalidad de la capacidad de transporte del gasoducto conocido como Los Ramones I.

32. Contingencias

32.1. Asuntos relacionados con autoridades fiscales

Por las operaciones con partes relacionadas podrían surgir diferencias de impuestos si la autoridad fiscal en México (Servicio de Administración Tributaria, “SAT”), al revisar dichas operaciones, considera que los precios y montos utilizados por la Compañía no son equiparables a los que se utilizan con o entre partes independientes en operaciones comparables.

32.2. Procedimientos judiciales, administrativos o arbitrales

Derivado de las operaciones y propiedades de la Compañía puede verse afectada por litigios y procedimientos administrativos relativos a acciones por reclamaciones presentadas por los proveedores y clientes, autoridades gubernamentales federales, estatales o locales, incluidas las autoridades fiscales, los residentes vecinos y activistas ambientales y sociales, así como litigios laborales. A excepción de lo descrito a continuación, no hay procedimientos gubernamentales, judiciales o de arbitraje en contra de la Compañía que puedan tener un efecto material adverso en nuestro negocio, posición financiera y resultados de operaciones:

Asuntos sobre ECA

- a. *Recursos de revisión en contra el MIA de la Terminal de GNL, interpuestos por Castro, Valdez y Palafox.* En mayo de 2003, Hiram Castro Cruz y Roberto Valdez Castañeda (“Castro y Valdez”), conjuntamente, y Mónica Fabiola Palafox (“Palafox”), actuando individualmente, interpusieron recursos de revisión ante la SEMARNAT para impugnar la emisión del MIA a la Terminal de GNL otorgada en abril de 2003, con base en alegatos similares a los de IVG. La SEMARNAT desechó los recursos y los actores interpusieron ante el TFJFA, en la Ciudad de México, recursos de nulidad en contra de los acuerdos respectivos. En enero de 2006 y mayo de 2010, el TJFA dictó las sentencias declarando nulos los acuerdos por los que la SEMARNAT desechó los recursos de revisión, ordenando a la SEMARNAT emitir nuevos acuerdos en los términos establecidos en dichas sentencias. En el caso de Castro y Valdez, la SEMARNAT admitió el recurso, y en enero de 2012 dictó resolución ratificando la validez del MIA. En marzo de 2012, Valdez interpuso ante el TFJFA un recurso de nulidad de la resolución emitida por la SEMARNAT y ECA interpuso ante el tribunal colegiado de circuito para el Distrito Federal, un recurso en contra de la sentencia por la que el TFJFA ordenó la admisión del recurso interpuesto por Valdez. En el caso Palafox, la SEMARNAT aún no ha emitido su resolución sobre el MIA. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de Castro, Valdez y Palafox son infundadas.

- b. *Recurso de nulidad en contra de la concesión portuaria de ECA, interpuesto por IVG.* En enero de 2005, IVG interpuso ante la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (“SCT”), un recurso de nulidad con respecto a la concesión portuaria de ECA, la cual autoriza a ECA a utilizar las instalaciones portuarias nacionales para sus operaciones marítimas. IVG alegó que la SCT debió aplicar ciertos requerimientos ambientales con relación a la autorización de la concesión portuaria a ECA y que las actividades realizadas por la Terminal de GNL no son de la competencia de la SCT, así como que ECA no realizó un estudio de riesgo ambiental y que la SEMARNAT modificó el MIA sin notificar dicha circunstancia a la SCT. En marzo de 2005, la SCT desechó dicho recurso e IVG interpuso ante el TFJFA, en la Ciudad de México, un recurso de nulidad en contra del acuerdo respectivo. En marzo de 2010, el TFJFA dictó sentencia declarando nulo el acuerdo por el que la SCT desechó el recurso de revisión y ordenando a esta última admitir dicho recurso. En mayo 2011, la SCT dictó un nuevo acuerdo desechando una vez más el recurso. En agosto de 2011, IVG interpuso un segundo recurso de nulidad ante el TFJFA, reiterando sus argumentos previos y alegando, además, que la SCT no está facultada para emitir el acuerdo. ECA recurrió el acuerdo por el que el TFJFA admitió el segundo recurso de nulidad, con fundamento en el hecho de que las pretensiones reclamadas por IVG se resolvieron durante el recurso previo. En junio de 2012, el TFJFA concurrió con dicho argumento y desechó el segundo recurso de nulidad interpuesto por IVG. IVG interpuso una demanda de amparo ante los tribunales federales, en contra del último acuerdo del TFJFA. La respuesta a dicha demanda fue realizada por parte de la Compañía el 27 de agosto de 2012. La SCT y la Terminal de GNL contestaron dicha demanda. La audiencia final aún no ha sido celebrada. La Compañía considera que las pretensiones de IVG son infundadas. Durante 2013, IVG interpuso una demanda de amparo ante los tribunales federales, en contra del sobreseimiento del recurso ante el TFJFA, amparo que fue concedido levantando el sobreseimiento del recurso de nulidad. El recurso de nulidad se encuentra en trámite y en el mismo la SCT y la Terminal de GNL ya han contestado la demanda. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de IVG son infundadas.
- c. *Recurso de revisión en contra del MIA de la Terminal de GNL, interpuesto por Inmuebles Baja Pacífico, S. A. de C. V. (“IBP”).* En mayo de 2006, IBP presentó una denuncia popular ante la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (“PROFEPA”), alegando que las condiciones y medidas de mitigación impuestas en el MIA no son suficientes y que las operaciones de ECA pueden causar daños al medio ambiente solicitando que se ordene la modificación o declaración de nulidad de dicha autorización. La PROFEPA inspeccionó la Terminal de GNL y mediante un comunicado oficial de fecha del 18 de mayo de 2010, la PROFEPA notificó a IBP que las operaciones de ECA cumplen con las medidas de mitigación impuestas en el MIA y no causan daños al medio ambiente. IBP recurrió al TFJFA en la Ciudad de México por dicha notificación; el procedimiento correspondiente se encuentra en trámite. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de IBP no tienen fundamento. Durante 2013, el TFJFA resolvió el juicio declarando la nulidad del acto reclamado para el efecto de que la autoridad competente de PROFEPA valorará pruebas ofrecidas por IBP y se pronunciara respecto de argumentos de IBP. En contra de la resolución del TFJFA tanto la Compañía como IBP presentaron demandas de amparo, mismas que han sido admitidas y se encuentran en trámite y pendientes de resolución. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de IBP no tienen fundamento.

- d. *Demanda de Amparo interpuesta por Ramón Eugenio Sánchez Ritchie (“Sánchez Ritchie”).* En junio de 2010, Sánchez Ritchie interpuso demanda de amparo en el tribunal colegiado de distrito del estado de Baja California, México, impugnando la validez de todos los permisos y autorizaciones relacionados con la construcción y operación de la Terminal de GNL. El recurso de Sánchez Ritchie nombró como demandadas a 17 diferentes agencias gubernamentales, incluyendo la SEMARNAT, la CRE, y el Municipio de Ensenada, entre otros. No obstante que los primeros permisos para la Terminal de GNL se habían emitido más de seis años antes de su presentación, Sánchez Ritchie afirma que la operación de la Terminal de GNL perjudicaría sus derechos como el supuesto dueño de la propiedad adyacente a la Terminal de GNL (que es disputada por ECA) y que los permisos a ECA fueron otorgados en violación de sus derechos. Sánchez Ritchie demanda el pago de daños y que se ordene a las autoridades demandadas revocar los permisos para la Terminal de GNL. El 17 de junio de 2010, el tribunal de distrito emitió una sentencia provisional ordenando a las diversas autoridades a suspender los permisos de ECA, pero esa orden provisional fue revocada por el tribunal de circuito el 24 de junio de 2010 antes de que las autoridades gubernamentales respondieran. Cada una de las autoridades gubernamentales nombradas en la acción de amparo negó las acusaciones y afirmó la validez de sus respectivos permisos y autorizaciones. La audiencia de desahogo de los alegatos de Sánchez Ritchie se ha pospuesto debido a la presentación de una gran cantidad de recursos y otros actos procesales. En mayo de 2012, el caso se turnó al tribunal colegiado de distrito de Tijuana y aún no se fija fecha de expedición de la sentencia interlocutoria con respecto a los méritos de la demanda de amparo. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas.
- e. *Demanda municipal interpuesta por Sánchez Ritchie.* En febrero de 2011, Sánchez Ritchie interpuso un recurso de reclamación ante la Dirección de Control Urbano (“DCU”) del Municipio de Ensenada, en Baja California, México, alegando la invalidez de los permisos de uso de suelo y construcción otorgados a la Terminal de GNL en 2003 y 2004, respectivamente. No obstante que el Municipio había ratificado la validez de los permisos en su respuesta a la demanda de amparo Sánchez Ritchie descrita anteriormente, poco después de recibir la queja, el DCU emitió una orden de clausura temporal y cese inmediato de operaciones. Las acciones de las autoridades del gobierno estatal y federal impidieron la interrupción de las operaciones de la terminal, mientras que ECA presentó una respuesta a la queja administrativa ante la DCU así como una demanda de amparo ante el tribunal colegiado de distrito en Ensenada. En marzo de 2011, el tribunal de distrito otorgó la suspensión de la orden de clausura en tanto se resuelve la demanda de amparo de ECA. Sánchez Ritchie y el Municipio recurrieron dicha suspensión y los procedimientos respectivos se encuentran pendientes ante el tribunal de distrito circuito en Mexicali. El tribunal de distrito de Ensenada ha suspendido su decisión en cuanto al fondo de la demanda de amparo interpuesta por la Compañía en tanto se resuelven ciertos recursos procesales interpuestos por Sánchez Ritchie. El procedimiento administrativo se encuentra suspendido en tanto se dicta sentencia con respecto a la demanda de amparo interpuesta por la Compañía. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas.
- f. *Demanda agraria.* En febrero de 2006, Saloman Arya Furst y Abraham Hanono Raffoul interpusieron ante el tribunal unitario agrario de distrito en Ensenada una demanda en contra de la Secretaría de la Reforma Agraria, ECA y otros 20 demandados. Dicha demanda tiene por objeto obtener una declaratoria de nulidad de los derechos de propiedad otorgados por el Registro Agrario Nacional respecto de algunas parcelas del terreno donde se ubica la Terminal de GNL, así como la restitución de otra parcela que presuntamente se encuentra ubicada en el mismo lugar, con base en el argumento de que los títulos de propiedad expedidos a favor de los propietarios precursores de ECA se expidieron indebidamente y sin tomar en consideración los derechos de propiedad existentes de dichos inmuebles. En septiembre de 2011 se celebró una audiencia definitiva al respecto, en la cual los actores ofrecieron ciertas pruebas para ampliar su demanda. El juez no admitió las pruebas, y antes de que se dictara sentencia, los actores interpusieron una demanda de amparo en contra de la negativa del juez a la admisión de pruebas. La acción del juez está suspendida por el amparo, y el juicio de amparo no puede proceder sino hasta que el tribunal haya corrido traslado de la demanda civil al resto de los demandados, lo cual no ha ocurrido. La Compañía considera que la demanda es infundada.

Durante 2013, el amparo fue declarado improcedente por el Juez de Distrito. En contra de dicha resolución, los actores en el juicio agrario promoviendo recurso de revisión, el cual está pendiente de ser resuelto en el Tribunal Colegiado de Circuito

- g. *Investigación penal.* En mayo de 2009 Sánchez Ritchie interpuso ante la Procuraduría de Justicia de Ensenada, una denuncia penal alegando que “filiales de Semptra”, varios empleados de la Terminal de GNL y varios ex-empleados de dicha Procuraduría cometieron el delito de fraude procesal en relación con una denuncia penal interpuesta por ECA, quien es propietaria de Terminal de GNL en contra de Sánchez Ritchie en 2006 como parte del conflicto relacionado con la posesión de un inmueble aledaño a la Terminal de GNL, que es propiedad de la Compañía. En septiembre de 2006, ECA acusó a Sánchez Ritchie del delito de despojo por haber entrado a la fuerza al inmueble de ECA. Como parte de dicho procedimiento, el ministerio público dictó una orden provisional para remover a Sánchez Ritchie del inmueble. En la denuncia presentada en 2009, Sánchez Ritchie alegó que ECA y el resto de los acusados proporcionaron información falsa con el objeto de obtener dicha orden. El agente del ministerio público responsable del caso determinó que no había pruebas suficientes para enjuiciar a los acusados y cerró la investigación; y en marzo de 2011 el juzgado penal de Tijuana ratificó el desistimiento de la acción. En septiembre de 2011 Sánchez Ritchie interpuso demanda de amparo en contra del acuerdo respectivo ante el tribunal colegiado de distrito de Ensenada. La audiencia para analizar el fondo de la demanda de amparo se celebró en marzo de 2012, y en julio de 2012 el juez concedió el amparo respecto de la omisión en el estudio, por parte del juez penal, de cierta evidencia y argumentos presentados por Sánchez Ritchie. El juez de distrito ordenó al juez penal que dictara una nueva resolución atendiendo dichos asuntos. La Terminal de GNL apeló la resolución en el tribunal federal de circuito, mismo que no ha dictado resolución al respecto. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas. ECA promovió recurso de revisión, el cual fue resuelto en el mes de Octubre de 2013 por el Tribunal Colegiado de Circuito. Dicho Tribunal ordeno reponer el procedimiento de amparo, en virtud de no haberse notificado correctamente a todas las partes interesadas. La Compañía considera que las pretensiones de Sánchez Ritchie son infundadas.
- h. En junio de 2013, ECA fue notificada de la demanda iniciada en un Juzgado de lo Civil en Ensenada, Baja California, por Maria del Refugio Sánchez viuda de Chávez, (la “demandante”). La demandante reclamó que el precio que recibió en 2008 por la venta de una parcela en la que se localiza una porción de la terminal de LNG fue injustamente bajo. La demanda pretende anular el contrato de compraventa celebrado entre la demandante y ECA. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de la demandante son infundadas.
- i. *Asuntos laborales.* ECA es responsable solidario en los procesos laborales por diferentes demandas formuladas por varios empleados de sus contratistas. Sobre la base de las opiniones de los abogados externos, no es posible determinar el grado de riesgo en esta fase del procedimiento, ya que la etapa de presentación de las pruebas no ha sido completada. Actualmente el procedimiento se encuentra en la etapa de conciliación, demanda y excepciones.

Asuntos sobre ESJ

- j. En noviembre de 2011 Terra Peninsular, A.C. (“TP”), una organización ambiental, interpuso ante el TFJFA de la Ciudad de México un recurso de revisión en contra de la resolución en virtud de la cual la SEMARNAT otorgó a ESJ la autorización del impacto ambiental para la construcción y operación del parque eólico ESJ. TP alega que no recibió notificación de dicha resolución; y que el MIA no fue evaluado de conformidad con la legislación aplicable, puesto que de haberlo hecho, la SEMARNAT hubiese negado dicha autorización. Sin embargo, TP no especifica qué leyes o reglamentos no fueron aplicados debidamente. Además de lo anterior, TP alega que las distintas etapas del proyecto deberían requerir autorizaciones independientes; y que el otorgamiento de una autorización condicional para el desarrollo de futuras etapas que aún no están definidas por completo es insuficiente para proteger el medio ambiente. El TFJFA negó la orden de suspensión solicitada por TP, pero admitió la demanda. ESJ y la SEMARNAT presentaron sus respectivas contestaciones a la demanda en junio de 2012, alegando que el recurso interpuesto por TP es extemporáneo y que el MIA se otorgó debidamente. El juez ha admitido los peritos presentados por las partes, y los peritos de ESJ y de SEMARNAT han presentado sus reportes periciales. Una vez que TP presente su reporte pericial, el juez determinará el juicio 15 días después. La solicitud presentada por TP para la suspensión final también está pendiente. La administración de la Compañía considera que las pretensiones de TP son infundadas.

Las operaciones de la Terminal de GNL, la planta de TDM y del parque eólico ESJ, no se han visto afectadas como resultado de los procedimientos antes descritos, y han continuado operando con toda normalidad durante el desahogo de los mismos. Sin embargo, si cualquiera de dichos procedimientos llegara a resolverse en sentido desfavorable para la Compañía, las operaciones de la Terminal de GNL y/o la planta generadora de TDM podrían verse afectadas en forma adversa y significativa, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, perspectivas, la posición financiera, los resultados de operación y los flujos de efectivo de la Compañía.

Excepto en lo que se refiere a los asuntos antes mencionados, ni la Compañía ni sus activos están sujetos a cualquier otra acción legal diferentes a los que surgen en el curso normal de los negocios.

33. Aplicación de IFRSs nuevas y revisadas

33.1. IFRS nuevas y revisadas emitidas, implementadas

La Compañía ha aplicado las siguientes nuevas y revisadas IFRS, aplicables a los negocios de la Compañía, vigentes para los períodos anuales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2013:

IFRS 10	<i>Estados Financieros Consolidados</i>
IFRS 11	<i>Acuerdos Conjuntos</i>
IFRS 12	<i>Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades</i>
IAS 27 (revisada en 2011)	<i>Estados Financieros Separados</i>
IAS 28 (revisada en 2011)	<i>Inversiones en Asociadas y Acuerdos Conjuntos</i>

La aplicación de estas normas, al 31 de diciembre de 2013 no tiene efectos significativos en los estados financieros consolidados de la Compañía.

33.2. IFRS nuevas y revisadas emitidas, pero aún no implementadas

La Compañía no ha aplicado las siguientes nuevas y revisadas IFRSs que han sido analizadas pero aún no se han implementado, aplicables a los negocios de la Compañía:

IFRS 9	<i>Instrumentos Financieros</i> ²
Modificaciones a la IFRS 9 e IFRS 7	<i>Fecha Efectiva de IFRS 9 y Revelaciones de Transición</i> ²
Modificaciones a la IAS 32, <i>Instrumentos financieros: presentación</i>	<i>Revelaciones – Compensación de Activos y Pasivos Financieros</i> ¹
IFRIC 21	<i>Gravámenes</i> ¹

¹ Efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014.

² Efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017.

IFRS 9, Instrumentos Financieros - La IFRS 9 emitida en noviembre de 2009 introduce nuevos requerimientos para la clasificación y medición de activos financieros. La IFRS 9 modificada en octubre de 2010 incluye los requerimientos para la clasificación y medición de pasivos financieros y para su eliminación.

Los principales requerimientos de la IFRS 9 se describen a continuación:

- La IFRS 9 requiere que todos los activos financieros reconocidos que estén dentro del alcance de IAS 39, *Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición* sean medidos posteriormente a costo amortizado o a valor razonable. Específicamente, las inversiones de deuda en un modelo de negocios cuyo objetivo es cobrar los flujos de efectivo contractuales y que tengan flujos de efectivo contractuales que sean exclusivamente pagos de capital e intereses sobre el capital en circulación generalmente se miden a costo amortizado al final de los periodos contables posteriores. Todas las demás inversiones de deuda y de capital se miden a sus valores razonables al final de los periodos contables posteriores. Adicionalmente, bajo IFRS 9, las compañías pueden hacer la elección irrevocable de presentar los cambios posteriores en el valor razonable de una inversión de capital (que no es mantenida con fines de negociación) en otras partidas de la utilidad integral, con ingresos por dividendos generalmente reconocidos en el resultado del año.
- El efecto más significativo de la IFRS 9 con respecto a la clasificación y medición de pasivos financieros se relaciona con el tratamiento contable de cambios en el valor razonable de un pasivo financiero (designado como a valor razonable a través de utilidad o pérdida) atribuible a cambios en el riesgo crediticio de dicho pasivo. Específicamente, bajo la IFRS 9, para los pasivos financieros designados como a valor razonable a través de utilidad o pérdida, el monto de los cambios en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a cambios en el riesgo crediticio de dicho pasivo se presenta bajo otros resultados integrales, salvo que el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo crediticio del pasivo dentro de otros resultados integrales creara o incrementara una discrepancia contable en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo crediticio del pasivo financiero no se clasifican posteriormente al estado de resultados. Anteriormente, conforme a IAS 39, el monto completo del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado como a valor razonable a través de utilidad o pérdida se presentó en el estado de resultados.

A la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, la Compañía está en proceso de determinar los efectos de estas nuevas normas en su información financiera.

Modificaciones a la IAS 32, Revelaciones – Compensación de Activos y Pasivos Financieros - Las modificaciones a IAS 32 clarifican la aplicación de los requerimientos existentes sobre la compensación de activos financieros y pasivos financieros. En específico, las modificaciones clarifican el significado de “tenga, en el momento actual, el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos” y “tenga la intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente”.

La administración de la Compañía estima que esta modificación a la norma no tendrá efectos significativos en sus estados financieros consolidados para el periodo anual que terminará el 31 de diciembre de 2014.

IFRIC 21, Gravámenes - IFRIC 21 proporciona orientación sobre cuándo reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, tanto para los gravámenes que se contabilizan de acuerdo con IAS 37, *Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes* y aquellas en las que el momento y el importe del pago es conocido.

La interpretación incluye la contabilización de pagos en efectivo impuestos a las entidades por los gobiernos (incluyendo agencias gubernamentales y organismos similares), de conformidad con las leyes y / o reglamentos. Sin embargo, no se incluyen impuestos, multas y otras sanciones incluidas en *IAS 12, Impuestos a la Utilidad*, las responsabilidades derivadas de los regímenes de comercio de emisiones y salidas de efectivo dentro del alcance de otras Normas.

Esta interpretación no reemplaza la *IFRIC 6, Obligaciones surgidas de la participación en mercados específicos - Residuos de aparatos eléctricos y electrónicos*, que se mantiene vigente y es consistente con IFRIC 21.

La administración de la Compañía estima que esta norma no tendrá efectos significativos en sus estados financieros consolidados para el periodo anual que terminará el 31 de diciembre de 2014.

34. Hechos posteriores a la fecha de reporte

- a. Con fecha 12 de marzo de 2014, GdC firmó con TAG Pipelines, S. de R. L. de C. V. (filial de Mex Gas International, grupo propiedad de PGPB), un contrato de socios, para acordar los términos y condiciones conforme a los cuales operarán conjuntamente la sociedad TAG Norte, S. de R. L. de C. V. (“TAG Norte”).

TAG Norte desarrollará el proyecto denominado Los Ramones Norte que consiste en un gasoducto de 441 km y dos estaciones de compresión entre el municipio de Los Ramones, Nuevo León y San Luis Potosí, con una inversión de aproximadamente 1,000 millones de dólares.

Asimismo, en la misma fecha, TAG Norte firmó con PGPB un Contrato para la Prestación de Servicios de Transporte de Gas Natural Integrados por la totalidad de la capacidad del sistema Los Ramones Norte, con una vigencia de 25 años contados a partir de la fecha de operación comercial programada para el último trimestre de 2015. Los efectos de este contrato están sujetos a la obtención de las autorizaciones correspondientes.

- b. Con fecha 13 de noviembre de 2013, la autoridad fiscal modificó la Regla Miscelánea I.3.2.14 que permitía que IEnova continuara ostentándose como sociedad Controladora para efectos del Régimen de Consolidación Fiscal; derivado de dicho cambio, la autoridad considera que IEnova ya no califica como Sociedad Controladora.

En este sentido, con fecha 17 de Diciembre de 2013, IEnova presentó ante la autoridad fiscal correspondiente la solicitud para transmitir la autorización de consolidación a favor de su compañía tenedora, misma que mediante oficio 900 02 03-01-2014-404 emitido por la Autoridad Fiscal; con fecha 13 de marzo de 2014, resolvió no autorizar dicha transmisión concluyendo que IEnova se ubica en el supuesto de desconsolidación a partir del 13 de Noviembre de 2013.

Derivado de lo anterior, con fecha 14 de abril de 2014 IEnova presentó la declaración anual complementaria del ejercicio 2012 mediante la cual enteró la totalidad del ISR diferido por desconsolidación. Por lo que al 31 de diciembre de 2013, todo el pasivo correspondiente a este pago ha sido clasificado como a corto plazo en los estados consolidados de posición financiera.

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

- c. En relación al proyecto Energía Sierra Juárez, con fecha 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de la Compañía aprobó la celebración de un contrato de compraventa con un tercero independiente respecto al 50% de dicho proyecto.

35. Autorización de la emisión de los estados financieros

Los estados financieros consolidados adjuntos fueron autorizados para su emisión el 15 de abril de 2014, por Arturo Infanzón Favela, Vice-Presidente Ejecutivo de Operaciones y Finanzas, y están sujetos a la aprobación del Consejo de administración y de la asamblea ordinaria de accionistas de la Entidad, quien puede decidir su modificación de acuerdo con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades Mercantiles.

36. Oficinas registradas

- Paseo de la Reforma No. 342 Piso 24
Torre New York Life
Col. Juárez, C.P. 06600
México, D. F.
- Carretera Escénica Tijuana – Ensenada Km. 81.2
Col. El Sauzal, C. P. 22760
Ensenada, B.C.
- Carretera Mexicali Tijuana Km. 14.5
Col. Sonora, C. P. 212110
Mexicali, B.C.
- Avenida Tecnológico No. 4505
Col. Granjas, C. P. 31160
Chihuahua, Chih.
- Boulevard Francisco Eusebio Kino No. 309
Piso 10, Col. Country Club
Hermosillo, Sonora

* * * * *



Oficinas corporativas

Paseo de la Reforma No. 342 piso 24
Col. Juárez, C.P. 06600
México, D.F.
Tel. (55)9138 0100
www.ienova.com.mx

Relación con Inversionistas

Mike Adams
ienovainvestorrelations@ienova.com.mx



IENOVA

