

**Aguaytía Energy del Perú S.R.L.
y Subsidiarias**

Dictamen de los Auditores Independientes

Estados Financieros Consolidados
Años Terminados el
31 de Diciembre de 2014 y 2013



PROPÓSITO El Portal de data abierta de Datos Perú, fue creado para promover la transparencia, servir de fuente de datos al periodismo de investigación y para facilitar negocios nacionales e internacionales. El portal ofrece información relativa a empresas, marcas registradas, normas y leyes peruanas así como datos de comercio exterior en detalle. Lanzado en 2011, este portal es una iniciativa de los que éramos un grupo de estudiantes peruanos en el extranjero. Este portal fue multado de manera notoria en el 2014 por la Autoridad Nacional de Protección de Datos Personales en un asombroso despliegue de pobre interpretación de la legislación en esa materia. Esta mala interpretación así como un afán de figuración y un notorio abuso de poder tuvieron como consecuencia el cierre temporal de este portal. Al momento de escribir estas líneas, Datos Perú no tiene otros ingresos que los que sus promotores aportan y estamos a la espera que se pueda reactivar nuestro canal de ingresos publicitarios. La creación de este site ha demandado miles de horas de trabajo desinteresado por parte de sus fundadores e impulsores. Este grupo declara aquí su compromiso a: Aumentar la disponibilidad de información sobre las actividades gubernamentales Apoyar la participación ciudadana Fomentar un gobierno y un sector privado responsables Fomentar los negocios y la prosperidad Apoyar la lucha contra la corrupción Aumentar el acceso a las nuevas tecnologías para la apertura y la rendición de cuentas Combatir los intentos de cualquier gobierno a limitar el acceso a la información pública Combatir los intentos de cualquier gobierno a vigilarnos

Más información: Datos Perú

AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L. Y SUBSIDIARIAS

TABLA DE CONTENIDO

	Páginas
DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES	1-2
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013:	
Estados consolidados de situación financiera	3
Estados consolidados de resultados y otros resultados integrales	4
Estados consolidados de cambios en el patrimonio	5
Estados consolidados de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros consolidados	7-55

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Socios de
Aguaytía Energy del Perú S.R.L. y Subsidiarias

1. Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de **Aguaytía Energy del Perú S.R.L. y Subsidiarias** (una subsidiaria de Aguaytía Energy, LLC), los cuales comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y los estados consolidados de resultados y otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, así como el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia con respecto a los estados financieros consolidados

2. La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de dichos estados financieros consolidados de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera, y respecto a aquel control interno que la Gerencia determine que es necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados que no contengan errores materiales, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

3. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre dichos estados financieros consolidados basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría aprobadas por el Consejo Directivo de la Junta de Decanos del Colegio de Contadores Públicos del Perú para su aplicación en el Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos, y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados no contienen errores materiales.
4. Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de que los estados financieros consolidados contengan errores materiales, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración el control interno pertinente de la Compañía y Subsidiarias para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados, a fin de diseñar aquellos procedimientos de auditoría que sean apropiados de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía y Subsidiarias. Una auditoría también comprende la evaluación de la aplicabilidad de las políticas contables utilizadas, y la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la Gerencia, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembros, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembros puede verse en el sitio web www.deloitte.com/about.

* Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido*

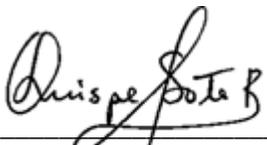
5. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

6. En nuestra opinión, los estados financieros consolidados antes indicados presentan razonablemente, en todos sus aspectos materiales, la situación financiera consolidada de **Aguaytía Energy del Perú S.R.L. y Subsidiarias** al 31 de diciembre de 2014 y 2013, su desempeño financiero consolidado y sus flujos consolidados de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L.

Refrendado por:



(Socia)

Beatriz Quispe Soto
CPC Matrícula No. 29474

3 de marzo de 2015

AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L. Y SUBSIDIARIAS**ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA****AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013****(En miles de dólares estadounidenses (US\$000))**

	Notas	2014 US\$000	2013 US\$000
ACTIVOS			
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalente al efectivo	5	49,515	35,344
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	6	20,415	23,910
Otras cuentas por cobrar	7	1,077	1,255
Inventarios (neto)	9	5,198	5,541
Activos por impuesto a las ganancias	20 (e)	-	855
Total activos corrientes		76,205	66,905
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Otras cuentas por cobrar	7	1,175	1,387
Inversiones de gas (neto)	10	50,496	48,337
Propiedades, planta y equipos (neto)	11	93,964	96,452
Activos por impuesto a las ganancias diferido	21	-	2,741
Total activos no corrientes		145,635	148,917
TOTAL		221,840	215,822

	Notas	2014 US\$000	2013 US\$000
PASIVOS Y PATRIMONIO			
PASIVOS CORRIENTES:			
Cuentas por pagar comerciales	13	6,393	10,934
Otras cuentas por pagar	14	1,334	1,572
Cuenta por pagar a entidad relacionada	8	846	1,740
Pasivos por impuesto a las ganancias	20 (d)	1,371	-
Total pasivos corrientes		9,944	14,246
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Préstamos	12	15,765	15,705
Ingreso diferido	15	773	927
Provisiones		230	81
Pasivos por impuesto a las ganancias diferido	21	759	-
Total pasivos no corrientes		17,527	16,713
Total pasivos		27,471	30,959
PATRIMONIO:			
Capital social emitido	16 (a)	145,155	145,155
Otras reservas de capital		2,056	2,056
Resultados acumulados	16 (b)	47,158	37,652
Total patrimonio		194,369	184,863
TOTAL		221,840	215,822

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros consolidados.

AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS Y OTROS RESULTADOS INTEGRALES POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

(En miles de dólares estadounidenses (US\$000))

	<u>Notas</u>	<u>2014</u> <u>US\$000</u>	<u>2013</u> <u>US\$000</u>
Venta de bienes y servicios	17	142,237	159,581
Costo de ventas	18	<u>(98,768)</u>	<u>(114,731)</u>
Ganancia bruta		<u>43,469</u>	<u>44,850</u>
Gastos generales y administrativos	19	(8,508)	(7,702)
Otros ingresos		4,477	2,719
Otros gastos		(274)	(333)
Ingresos financieros		516	2,164
Gastos financieros		(797)	(825)
Diferencia en cambio (neto)	4 (a)	<u>(1,473)</u>	<u>(2,741)</u>
Ganancias antes de impuesto a las ganancias		37,410	38,132
Gasto por impuesto a las ganancias	20 (b)	<u>(14,104)</u>	<u>(14,714)</u>
Ganancia neta del año		23,306	23,418
Otros resultados integrales del año		<u>-</u>	<u>-</u>
Total otros resultados integrales del año		<u>23,306</u>	<u>23,418</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros consolidados.

AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

(En miles de dólares estadounidenses (US\$000))

	Capital social emitido	Otras reservas de capital	Resultados acumulados	Total patrimonio
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
	(Nota 16 (a))		(Nota 16 (b))	
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2013	145,155	2,056	36,234	183,445
Resultado integral total del año	-	-	23,418	23,418
Dividendos declarados en efectivo	-	-	(22,000)	(22,000)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	145,155	2,056	37,652	184,863
Resultado integral total del año	-	-	23,306	23,306
Dividendos declarados en efectivo	-	-	(13,800)	(13,800)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014	145,155	2,056	47,158	194,369

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros consolidados.

AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

(En miles de dólares estadounidenses (US\$000))

	2014	2013
	US\$000	US\$000
ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Cobranza correspondiente a:		
Venta de hidrocarburos	49,756	57,616
Venta de energía eléctrica	88,335	90,449
Transmisión de energía eléctrica	7,602	6,062
Recuperación de impuestos	327	3,410
Intereses y rendimientos	546	2,163
Fondo para la estabilización de precios de combustibles	2	-
Otras actividades de operación	328	530
Pagos correspondientes a:		
Regalías	(44,024)	(49,766)
Proveedores de bienes y servicios	(57,372)	(57,083)
Impuesto a las ganancias	(8,611)	(15,512)
Fondo para la estabilización de precios de combustibles	-	(526)
Tributos	(560)	(575)
Intereses	(581)	(750)
Otras actividades de operación	(3,388)	(4,683)
	32,360	31,335
ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Pagos correspondientes a:		
Compra de maquinaria y equipo	(2,413)	(7,717)
Compra de inversiones de gas	(1,976)	(1,357)
	(4,389)	(9,074)
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Pagos correspondientes a:		
Dividendos	(13,800)	(22,000)
	(13,800)	(22,000)
AUMENTO NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	14,171	261
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO	35,344	35,083
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	49,515	35,344

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros consolidados.

AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE 2014 Y 2013

(Cifras expresadas en miles de dólares estadounidenses (US\$000), excepto se indique de otra forma)

1. CONSTITUCION, ACTIVIDAD ECONOMICA, APROBACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS, PRINCIPALES CONTRATOS, SUBSIDIARIAS Y REGULACION OPERATIVA

(a) Constitución

Aguaytía Energy del Perú S.R.L. (en adelante la Compañía), es subsidiaria de Aguaytía Energy, LLC que posee el 97.22% de las acciones con derecho a voto representativas del capital social emitido. La Compañía fue constituida en Perú el 16 de noviembre de 1995 e inició operaciones en julio de 1998.

(b) Actividad económica

La Compañía se dedica a la explotación del yacimiento de gas natural, localizado en la selva central del Perú (Lote 31-C), del cual obtiene gas natural seco y líquidos de gas natural, posteriormente los líquidos de gas son tratados en la Planta de Fraccionamiento y se obtiene gas licuado de petróleo (GLP) y gasolina natural. El gas natural seco es utilizado por su Subsidiaria Termoselva S.R.L. para la generación de energía eléctrica. La gasolina natural es vendida en su totalidad a Maple Gas Corporation del Perú S.R.L. El GLP es vendido a mayoristas y distribuidores, los cuales realizan sus actividades en la zona de selva y sierra central del país.

El domicilio legal de la Compañía es Av. Dionisio Derteano No.144, Piso 19, San Isidro – Lima, Perú. La planta de fraccionamiento se encuentra en Carretera Federico Basadre Km.10 Coronel Portillo - Ucayali, Perú y la planta de extracción de gas se encuentra en el Lote 31-C, Padre Abad - Ucayali, Perú.

La Compañía y Subsidiarias no mantienen trabajadores para el desarrollo de sus actividades económicas y administrativas, dichas actividades son realizadas por entidades relacionadas con quienes mantienen contratos suscritos, que se describen en los párrafos siguientes.

(c) Aprobación de estados financieros consolidados

Los estados financieros consolidados adjuntos por el año terminado el 31 de diciembre de 2014 preparados de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera, fueron autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 25 de febrero de 2015.

Los estados financieros consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2013, preparados de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera, fueron autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía el 7 de febrero de 2014.

(d) Contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos (Lote 31-C)

Este contrato permite a la Compañía la explotación de hidrocarburos en el área denominada Lote 31-C, donde existen cuatro pozos productores y tres pozos reinyectores de gas. A continuación se presentan otros aspectos relevantes del Contrato de Licencia:

- (i) El plazo del Contrato de Licencia es de 30 años contados a partir de la fecha de suscripción del mismo (30 de marzo de 1994), el cual podrá ser prorrogado hasta un límite de 40 años.
- (ii) La Compañía se comprometió a efectuar un programa mínimo de trabajo, que fue completado íntegramente en 1998. Este programa incluyó, entre otros, la perforación y operación de pozos, la extracción e inyección de gas, la construcción de una planta de procesamiento de gas e instalaciones de fraccionamiento de líquidos de gas natural y de generación de energía.
- (iii) De acuerdo con lo indicado en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución, la Compañía paga quincenalmente una regalía aplicando un porcentaje a la valorización de la producción de los hidrocarburos fiscalizados (gas natural y líquidos de gas natural), tal como se define en el Contrato de Licencia.

El gasto por regalías en 2014 fue de US\$44,024 (US\$49,766 en 2013) y se presenta en el rubro de costo de ventas del estado consolidado de resultados y otros resultados integrales (Nota 18).

(iv) Impuestos

La Compañía cuenta con un Convenio de Estabilidad Jurídica suscrito el 30 de marzo de 1994 con el Estado Peruano, garantizando el régimen tributario para las actividades de explotación y procesamiento de gas, a partir de la fecha de suscripción del Contrato de Licencia hasta 2024, así como a las normas específicas que al respecto se establecen en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y sus normas modificatorias, durante el plazo del Contrato de Licencia.

(v) Otros derechos

El Banco Central de Reserva del Perú, en representación del Estado Peruano, garantiza a la Compañía la disponibilidad y convertibilidad de los dólares estadounidenses.

(e) Contratos suscritos por la Compañía y Subsidiarias con entidades relacionadas y terceros

(e.1) Contrato de compra - venta de gasolina natural

La Compañía y Maple Gas Corporation del Perú S.R.L (en adelante Maple), suscribieron un contrato de compra - venta de gasolina natural en julio de 1996, con vigencia durante todo el plazo de la concesión. En virtud del contrato, la Compañía vende el total de la producción de gasolina natural a Maple. El precio de comercialización se encuentra en función del precio internacional del crudo. La adenda del 14 de febrero de 2013, tuvo la finalidad de cambiar el cálculo de la fórmula del precio para los volúmenes de gasolina natural, cuando excedan o se encuentren por debajo de un nivel establecido de producción según lo estipulado en el contrato inicial, desde el 2013 hasta 2017 (Nota 8).

(e.2) Contratos de operación y mantenimiento

- La Compañía y Duke Energy Egenor S. en C. por A., suscribieron el contrato de operación y mantenimiento el 1 de marzo de 2010, por el plazo de 1 año, el cual se renovaba automáticamente. La Compañía suscribió una adenda el 1 de diciembre de 2013, cuya finalidad fue de ampliar el plazo del contrato por 2 años, el cual se renueva automáticamente por el mismo período a menos que cualquiera de las partes manifieste por escrito su voluntad de ponerle término (Nota 8).
- La subsidiaria Termoselva y Pic del Perú S.A.C (en adelante la Operadora) suscribieron un Contrato de operación y mantenimiento de la Planta Termoeléctrica. En virtud de este contrato, Termoselva deberá pagar a la Operadora una comisión anual de gestión, una tarifa anual por la provisión de personal y además una prima de disponibilidad anual. El contrato venció en agosto de 2014 y no fue renovado.
- La subsidiaria Termoselva y Duke Energy Egenor S. en C. por A., entidad relacionada, suscribieron un contrato por medio del cual la entidad relacionada presta servicios de operación y mantenimiento a partir del 1 de setiembre de 2014, por el plazo de 3 años, el cual podrá ser renovado por acuerdo expreso de ambas partes (Nota 8).
- La subsidiaria Eteselva y Red de Energía del Perú (REP) suscribieron un Contrato de operación y mantenimiento de las instalaciones de Esteselva. En virtud de este contrato, Eteselva debe reembolsar mensualmente a REP un dozavo de los honorarios anuales establecidos en el contrato antes mencionado.

Los servicios de operación y mantenimiento recibidos por la Compañía y Subsidiarias durante 2014 ascendieron aproximadamente a US\$5,769 (US\$5,136 en 2013) y se presenta en el rubro costo de ventas del estado consolidado de resultados y otros resultados integrales (Nota 18).

(f) Contrato de administración y otros servicios

La Compañía y Subsidiarias suscribieron con Duke Energy Egenor S. en C. por A., entidad relacionada, contratos de administración y otros servicios en febrero de 2009, por un plazo de 5 años. En virtud del contrato, la Compañía y Subsidiarias recibe de Duke Energy Egenor S. en C. por A., servicios de gerencia, administración y gestión. La Compañía suscribió una adenda el 1 de diciembre de 2013, cuya finalidad fue ampliar el plazo del contrato por 2 años, el cual se renueva automáticamente por el mismo período a menos que cualquiera de las partes manifieste por escrito su voluntad de ponerle término (Nota 8).

(g) Subsidiarias

Subsidiarias son todas las entidades (incluyendo las entidades de propósito especial) en las cuales el Grupo tiene el poder de dirigir sus políticas financieras y operativas. Esta situación es generalmente observada por un control de la participación accionaria de más de la mitad de las acciones con derecho a voto.

Las Subsidiarias son totalmente consolidadas desde la fecha en que se transfirió el control efectivo de las mismas al Grupo y dejarán de ser consolidadas desde la fecha en que cese dicho control.

A continuación detallamos las Subsidiarias al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, así como los porcentajes de participación de la Compañía en su propiedad:

<u>Subsidiarias consolidada:</u>	Participación directa en la propiedad	
	2014	2013
	%	%
Termoselva S.R.L	99.99	99.99
Eteselva S.R.L.	99.99	99.99

Termoselva S.R.L.

La actividad económica es la generación de energía eléctrica dentro del área de su concesión, para lo cual cuenta con una planta termoeléctrica ubicada en Ucayali que opera exclusivamente con el gas natural seco procedente de la Planta de Gas de la Compañía, con quien mantiene un contrato para la compra de gas natural seco, y a la venta de energía eléctrica a clientes regulados y libres dentro del territorio peruano que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del cual Termoselva es integrante. El domicilio legal de Termoselva, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Calle Dionisio Derteano 144, Piso 19, San Isidro – Lima, Perú. La planta de generación termoeléctrica se encuentra en Carretera Federico Basadre KM. 10 Ucayali – Coronel Portillo – Yarinacocha.

Eteselva S.R.L.

La actividad económica es la transmisión eléctrica, para lo cual cuenta con una línea de transmisión de 392.7 kilómetros dividida en tres tramos como sigue: (a) Línea - 251 que enlaza la subestación Aguaytía en Ucayali con la subestación Tingo María (b) Línea - 252 que enlaza la subestación Tingo María en Huánuco con la subestación Vizcarra y (c) Línea - 253 que enlaza la subestación Vizcarra en Ancash con la subestación Paramonga en Lima. Esta última línea ha sido definida por el Ministerio de Energía y Minas como parte del Sistema Principal de Transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado. Su principal cliente es la entidad relacionada Termoselva, con quien mantiene un contrato de transmisión de electricidad y reserva de capacidad. El domicilio legal de Eteselva, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Calle Dionisio Derteano 144, Piso 19, San Isidro – Lima, Perú.

Cifras de los estados financieros de Subsidiarias consolidadas 2014 y 2013

A continuación se presentan ciertas cifras de los estados financieros separados de las subsidiarias al 31 de diciembre de 2014 y 2013, preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera y antes de las eliminaciones para propósitos de consolidación:

<u>Subsidiaria</u>	<u>2014</u> <u>US\$000</u>	<u>2013</u> <u>US\$000</u>
<u>Termoselva S.R.L.</u>		
Total Activos	100,087	93,546
Total Pasivos	<u>12,437</u>	<u>16,133</u>
Patrimonio	<u>87,650</u>	<u>77,413</u>
Ganancia neta	<u>18,237</u>	<u>17,302</u>
Otros resultados integrales	<u>-</u>	<u>-</u>
<u>Eteselva S.R.L.</u>		
Total Activos	56,763	60,053
Total Pasivos	<u>4,859</u>	<u>5,073</u>
Patrimonio	<u>51,904</u>	<u>54,980</u>
Pérdida neta	<u>(276)</u>	<u>(580)</u>
Otros resultados integrales	<u>-</u>	<u>-</u>

(h) Regulación operativa y normas legales que afectan a las actividades en el sector de hidrocarburos

Las principales regulaciones operativas y normas legales con el sector hidrocarburos, donde la Compañía desarrolla sus actividades son como sigue:

(h.1) Ley Orgánica de Hidrocarburos - Ley N° 26221

Promulgada en agosto de 1993, la cual establece que el transporte, distribución y comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos, se regirán por las normas que apruebe el Ministerio de Energía y Minas. En tal sentido, mediante el Decreto Supremo 30-98-EM, el 3 de agosto de 1998, se aprobó el Reglamento para la comercialización de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.

(h.2) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Mediante Ley N° 26734, modificada por la Ley N° 28964, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN (antes OSINERG), con la finalidad de supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad, hidrocarburos y minería, controlar la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes. Asimismo, debe fiscalizar el

cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos de concesión.

(h.3) Fondo para la estabilización de precios de los combustibles - Decreto de Urgencia No.010–2004 y su reglamento Decreto Supremo No.142–2004–EF

Como consecuencia de la fluctuación de los precios en el mercado internacional de petróleo, el Gobierno, a través del Decreto de Urgencia 010 – 2004 y su reglamento Decreto Supremo N° 142 – 2004 – EF, publicados en setiembre y octubre de 2004, respectivamente, creó el Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC o el Fondo).

El Fondo fue creado para evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo crudo y sus derivados se traslade a los consumidores. Esta norma es de aplicación en las ventas primarias efectuadas por importadores o productores de gas licuado de petróleo, gasolinas, kerosene, diésel y petróleos industriales y otros similares. De acuerdo con la norma, semanalmente OSINERGMIN publica para cada producto combustible comercializado en Perú un precio referencial (denominado precio de paridad de importación o PPI). El PPI se compara con la banda o rango de precios fijado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, que se actualiza cada dos meses, y la diferencia entre el PPI y la banda de precios indicada constituye una aportación (una cuenta por pagar) o compensación (una cuenta por cobrar) de parte del importador o productor de combustible, hacia el Fondo.

Inicialmente el FEPC tuvo una vigencia de 180 días calendarios a partir de octubre de 2004. Posteriormente, a través de diferentes Decretos de Urgencia el Gobierno ha venido ampliando el plazo de vigencia del Fondo. El 4 de diciembre de 2012 con la Ley N°29952 se prorrogó la vigencia del FPC en forma indefinida.

(h.4) Ley que crea el sistema de seguridad energética en hidrocarburos y el fondo de inclusión social energético

Mediante Ley N° 29583 se creó el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un sistema de compensación energética, que permite brindar seguridad al sistema, así como de un sistema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población para promover el acceso al GLP.

El Sistema de Seguridad Energética en hidrocarburos está constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles al país.

Este sistema será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural Este cargo servirá para cubrir los costos de inversión y de explotación de redes de ductos por desarrollar.

(h.5) Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país

Mediante Ley N° 29970, se creó el proyecto auto sostenible cuyo objetivo es la entrega en Concesión para el Diseño, Financiamiento, Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia al Estado Peruano de obras de reforzamiento del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural; construcción de gasoducto y/o poliducto desde el sistema de transporte de gas natural existente hasta la provincia de Anta y, construcción del Gasoducto Sur Peruano.

Asimismo, se emitió el Reglamento de la Ley el N° 29970, cuyo objetivo es garantizar el suministro de gas natural al sur del país, el cual comprende los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural dentro de la zona de seguridad y el sistema de transporte a través del Gasoducto Sur Peruano.

(i) Regulación operativa y normas legales que afectan a las actividades en el sector eléctrico

Las principales regulaciones operativas y normas legales con el sector eléctrico, donde sus Subsidiarias Termoselva y Eteselva desarrollan sus actividades son como sigue:

(i.1) Ley de Concesiones Eléctricas

La actividad económica de la Compañía se rige por el Decreto Ley No. 25844 Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante Ley de Concesiones) y sus modificatorias, y su reglamento aprobado por el Decreto Supremo No. 009-93-EM (en adelante el Reglamento) y sus modificatorias, en virtud de la concesión definitiva de distribución de energía eléctrica otorgada a la Compañía a plazo indefinido, mediante un contrato suscrito con el Ministerio de Energía y Minas, según lo establecido por el Artículo 6 de la Ley de Concesiones y de conformidad con la Resolución Suprema No. 107-96-EM del 28 de noviembre de 1996.

De acuerdo con la Ley de Concesiones, el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución. A partir de octubre de 2000 el sistema eléctrico peruano está conformado por un solo Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas aislados. Actualmente, las subsidiarias Termoselva y Eteselva desarrollan sus operaciones dentro del segmento de generación y transmisión de energía eléctrica.

(i.2) Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica

En 2006, se publicó la Ley N° 28832 que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones. Esta Ley establece como sus objetivos principales: (a) asegurar la generación de energía suficiente y eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de los precios, reducir los riesgos por falta de energía, y asegurar al consumidor final una tarifa más competitiva, (b) reducir la intervención administrativa en la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado, y (c) propiciar una competencia efectiva en el mercado de generación.

(i.3) Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico

Mediante Ley N° 26876 se creó la Ley que establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5%, u horizontales iguales o mayores al 15%, que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se sujetarán a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia.

(i.4) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Mediante Ley N° 26734, modificada por la Ley N° 28964, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, con la finalidad de supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad, hidrocarburos y minería, controlar la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes. Asimismo, debe fiscalizar el cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos de concesión.

(i.5) Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y de los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones.

La NTCSE contempla procedimientos de medición y tolerancias y una aplicación de la norma por etapas, asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación a OSINERGMIN, así como la aplicación, tanto a empresas eléctricas como a clientes, de penalidades y compensaciones en casos de incumplimiento de los parámetros establecidos por la referida norma.

(i.6) Norma que dicta medidas extraordinarias en caso de interrupción del suministro de gas para generación

En 2008 se publicó el Decreto Supremo N° 001-2008-EM, que reglamenta la Duodécima Disposición Complementaria Final a la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, estableciéndose que en caso de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a las centrales generadoras eléctricas debido a problemas en la inyección o fallas en el sistema de transporte de la red principal definida en la Ley N° 27133 (Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural), los costos adicionales de combustible incurridos por las unidades de respaldo (aquellas que operen con costos marginales más altos que los registrados en la semana previa) serán asignados a los generadores que realicen retiros netos positivos de energía durante el período de interrupción en proporción de dichos retiros.

(i.7) Decreto de urgencia que asegura la continuidad en la prestación del servicio eléctrico

Mediante D.U. N° 049-2008, promulgado en diciembre de 2008, se establece que los retiros físicos de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a precios en barra del mercado regulado, en proporción a la Energía Firme Eficiente Anual de cada generador, menos sus ventas de energía por contratos. La norma rige a partir del 1ro. de enero de 2009 y su vigencia fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2016 mediante la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley 30115 del 2 de diciembre de 2013.

(i.8) Ley que crea el sistema de seguridad energética en hidrocarburos y el fondo de inclusión social energético

Mediante Ley N° 29583 se creó el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un sistema de compensación energética, que permite brindar seguridad al sistema, así como de un sistema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población para promover el acceso al GLP.

El Sistema de Seguridad Energética en hidrocarburos está constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles al país.

Este sistema será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural. Este cargo servirá para cubrir los costos de inversión y de explotación de redes de ductos por desarrollar.

(i.9) Decreto Supremo que aprueba medidas transitorias sobre el mercado de electricidad

Mediante este Decreto Supremo N° 032-2012-EM se cumpliría con garantizar o asegurar el transporte de gas natural para cada unidad termoelectrica, si la respectiva capacidad contratada diaria firme corresponde o excede al volumen requerido para operar a potencia efectiva durante las horas punta del día.

Esta disposición se mantendrá vigente hasta que se cumpla la ampliación de capacidad de transporte de gas natural conforme a las magnitudes establecidas entre el Estado Peruano y Transportadora de Gas del Perú S.A.

(i.10) Decreto Supremo que aprueba el reglamento interno para la aplicación de la decisión 757 del acuerdo de la CAN.

Mediante el Decreto Supremo N° 011-2012-EM se reglamentó los intercambios internacionales de electricidad entre el Perú y los miembros de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).

(i.11) COES PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”

El objetivo del Procedimiento COES N°21 es establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y control del desempeño de la reserva rotante del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia.”

De acuerdo con la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, la regulación primaria de frecuencia es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y que debe de ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW, quedando exoneradas las centrales de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz. La aplicación de esta norma entrara en vigencia a partir de abril de 2014. La Compañía y Subsidiarias se encuentran evaluando el impacto que este nuevo procedimiento tendrá en los estados financieros consolidados.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran que ha cumplido con las normas y regulaciones que le son aplicables, y que no surgirá ninguna contingencia relacionada al cumplimiento de éstas.

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables significativas utilizadas por la Compañía y Subsidiarias en la preparación y presentación de los estados financieros consolidados son las siguientes:

(a) Declaración de cumplimiento y bases de preparación y presentación

Los estados financieros consolidados adjuntos fueron preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB, por sus siglas en inglés”) vigentes al 31 de diciembre de 2014, las cuales incluyen las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), y las Interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), o por el anterior Comité Permanente de Interpretación (SIC) - adoptadas por el IASB. Para estos propósitos fue utilizada la base de costo histórico. El costo histórico se basa generalmente en el valor razonable de la contraprestación dada por el intercambio de activos.

El valor razonable es el precio que sería recibido al vender un activo, o pagado al transferir un pasivo en una transacción organizada entre participantes de mercado en una fecha de medición, independientemente del hecho que dicho precio sea directamente observable o estimable por medio de otra técnica de valuación. En la estimación del valor razonable de un activo o pasivo, la Compañía y Subsidiarias consideran las características de dicho activo o pasivo en caso los participantes del mercado quisieran considerarlas al momento de colocarles un precio a la fecha de medición. El valor razonable para propósitos de medición y/o revelación en estos estados financieros consolidados se determina sobre dicha base, a excepción de las transacciones de pagos basados en acciones (los cuales se encuentran dentro del alcance de la NIIF 2), transacciones de arrendamiento (dentro del alcance de la NIC 17), y las mediciones que tengan algunas similitudes al valor razonable pero no sean valor razonable, tales como el valor realizable neto en la NIC 2, o valor en uso en la NIC 36.

Adicionalmente, para propósitos de reporte financiero, las mediciones de valor razonable se categorizan en tres niveles: 1, 2 o 3; dependiendo del grado en la que la información para las mediciones de valor razonable sean observables, y la significatividad de los mismos a la medición del valor razonable en su totalidad, según se describe a continuación:

Nivel 1: La información son precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los cuales puede acceder la Compañía y Subsidiarias a la fecha de medición.

Nivel 2: La información es distinta a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, los cuales son observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente.

Nivel 3: La información es no observable para el activo o pasivo.

(b) Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad de la Gerencia de la Compañía y Subsidiarias. Para la elaboración de los mismos, se han utilizado ciertas estimaciones realizadas para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos, con base en la experiencia y otros factores relevantes. Los resultados finales de dichas estimación podrían variar.

Las estimaciones son revisadas periódicamente. Las modificaciones a los estimados contables son reconocidos de forma prospectiva, contabilizándose los efectos del cambio en las correspondientes cuentas de ganancia o pérdida del año en que se efectúan las modificaciones correspondientes.

Las estimaciones y sus supuestos más importantes para la elaboración de los estados financieros consolidados de la Compañía y Subsidiarias se refieren a:

- Determinación de la moneda funcional y registro de transacciones en moneda extranjera.
- Estimación para los ingresos de energía y potencia entregada y no facturada.
- Provisión por compras de energía recibida y no facturada.
- Estimación para deterioro de cuentas por cobrar.
- Estimación para desvalorización de inventarios.
- Vida útil asignada a las inversiones de gas.
- Vida útil asignada a las propiedades, planta y equipos.
- Determinación del impuesto a las ganancias corriente y diferido.
- Provisión y probabilidad de las contingencias.

(c) Moneda funcional y moneda de presentación

La Compañía y Subsidiarias preparan y presentan sus estados financieros consolidados en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional determinada por la Gerencia. La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en el que opera una entidad, aquella que influye en los precios de venta de los bienes que comercializa y en los servicios que presta, entre otros factores.

(d) Principios de consolidación

Los estados financieros consolidados adjuntos incluyen las cuentas de la Compañía y de aquellas entidades controladas por ésta (Subsidiarias) mencionadas en la Nota 1. La Compañía considera que posee control de una entidad cuando tiene el poder para dirigir sus políticas financieras y de operación, con el fin de obtener beneficios de sus actividades.

Todas las transacciones significativas entre compañías que se consolidan han sido eliminadas en la consolidación. No se genera un interés minoritario como resultado de la consolidación (Nota 1(g)). Cuando es necesario, se efectúan ajustes a los estados financieros de algunas Subsidiarias para adaptar sus políticas contables a aquellas utilizadas por los otros miembros del grupo.

(e) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se definen como cualquier contrato que origina simultáneamente, un activo financiero en una empresa y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra empresa.

Los activos y pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles a la compra o emisión de los mismos, excepto para aquellos clasificados a su valor razonable con cambios en resultados, los cuales son inicialmente reconocidos a su valor razonable y cuyos costos de transacción directamente atribuibles a su adquisición o emisión, son reconocidos inmediatamente en la ganancia o pérdida del período.

Activos financieros

La Compañía y Subsidiarias clasifican a sus activos financieros en las siguientes categorías: activos financieros a valor razonable a través de resultados, préstamos y cuentas por cobrar, inversiones a ser mantenidas hasta su vencimiento y activos financieros disponibles para la venta. La clasificación de un activo financiero depende del propósito para el cual se adquirió. La Gerencia determina la clasificación de sus activos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Compañía y Subsidiarias sólo mantienen activos financieros clasificados en la categoría de préstamos y cuentas por cobrar.

Las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar no derivados con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo, son clasificadas como partidas a cobrar. Estas partidas son registradas al costo amortizado utilizando el método del tipo de interés efectivo menos cualquier pérdida acumulada por deterioro de valor reconocida. Los ingresos por intereses son reconocidos utilizando la tasa de interés efectiva, excepto para aquellas cuentas por cobrar a corto plazo en las que su reconocimiento se considera no significativo.

Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican conforme al contenido de los acuerdos contractuales pactados y teniendo en cuenta la sustancia económica del contrato.

La Compañía y Subsidiarias no mantienen pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados ni pasivos financieros mantenidos para negociar. Los pasivos financieros mantenidos comprenden: cuentas por pagar comerciales, cuentas por pagar a entidades relacionadas, otras cuentas por pagar y préstamos. Los pasivos financieros son valuados con posterioridad a su reconocimiento inicial a su costo amortizado utilizando el método del tipo de tasa de interés efectiva, reconociendo en resultados los intereses devengados a lo largo del periodo correspondiente.

(f) Inventarios

Los inventarios (suministros y repuestos) se valúan al costo. El costo se determina usando el método de promedio ponderado. La estimación para desvalorización se constituye por aquellos inventarios que se encuentran en mal estado y con cargo a resultados del ejercicio en el que se identifica dicha desvalorización.

(g) Inversiones de gas

Las inversiones de gas se presentan al costo, netas de depreciación acumulada y cualquier pérdida de deterioro de valor reconocida. Los desembolsos iniciales, así como aquellos incurridos posteriormente, relacionados con bienes cuyo costo puede ser valorado confiablemente, y es probable que se obtengan de ellos beneficios económicos futuros, se reconocen como Inversiones de gas.

Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en que son incurridos. Las ganancias o pérdidas resultantes de la venta o retiro de una partida de Inversiones de gas se determinan como la diferencia entre el producto de la venta y el valor en libros del activo, las cuales son reconocidas en la ganancia o pérdida del período en el momento en que la venta se considera realizada.

Las partes y repuestos importantes que la Compañía espera utilizar durante más de un período y que están vinculados a un elemento de inversión de gas, son reconocidos como tal en el momento de su adquisición.

Las obras en curso son presentadas al costo. El costo de estos activos en proceso incluye honorarios profesionales y, para activos que califican, costos por préstamos obtenidos. Tales activos son posteriormente reclasificados a su categoría de Inversiones de gas una vez concluido el proceso de construcción, y los mismos están listos para su uso previsto. Estos activos son depreciados a partir de ese momento de manera similar al resto de las Inversiones de gas.

La depreciación de las Inversiones de gas relacionadas directamente con el proceso de extracción y producción de gas y transformación de líquidos de gas a gasolina natural y GLP se calculan utilizando el método de unidades de producción. La Compañía determina los factores de asignación de la depreciación dividiendo el nivel de producción mensual entre las reservas probadas de gas seco, gas rico y líquidos de gas al inicio del ejercicio. Dichos factores son utilizados para la determinación de la depreciación de cada activo que interviene en el proceso de extracción y producción de gas y transformación de líquidos de gas a gasolina natural. La depreciación de las inversiones a gas relacionadas indirectamente con el proceso se calcula utilizando el método de línea recta, en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes.

La depreciación anual se reconoce como gasto y se calcula considerando lo siguiente:

- Para las inversiones en gas, utilizando el método de unidades de producción, los factores de depreciación aplicados a las plantas fueron:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	%	%
Planta de gas y fraccionamiento	5.15, 5.51 y 12.73	3.16, 3.51 y 19.95

- Para las inversiones en gas, utilizando el método de línea recta, las vidas útiles estimadas para los diversos rubros son:

	<u>Años</u>
Unidades de transporte	5
Muebles y enseres	10
Equipos diversos	4 – 10

Las estimaciones sobre la vida útil, valores residuales, de ser el caso, y el método de depreciación se revisan periódicamente para asegurar que el método y el período de depreciación sean consistentes con el patrón previsto de beneficios económicos de las partidas de Inversiones de gas, incorporando en forma prospectiva los efectos de cualquier cambio en estos estimados contra la ganancia o pérdida neta del periodo en que se realizan.

(h) *Propiedades, planta y equipos*

Las propiedades, planta y equipos se presentan al costo, neto de depreciación acumulada y cualquier pérdida de deterioro de valor reconocida. Los desembolsos iniciales, así como aquellos incurridos posteriormente, relacionados con bienes cuyo costo puede ser valorado confiablemente, y es probable que se obtengan de ellos beneficios económicos futuros, se reconocen como propiedades, planta y equipos.

Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en que son incurridos. Las ganancias o pérdidas resultantes de la venta o retiro de una partida de propiedades, maquinaria y equipos se determinan como la diferencia entre el producto de la venta y el valor en libros del activo, las cuales son reconocidas en la ganancia o pérdida del período en el momento en que la venta se considera realizada.

Las partes y repuestos importantes que la Compañía y Subsidiarias esperan utilizar durante más de un período y que están vinculados a un elemento de propiedades, planta y equipos, son reconocidos como tal en el momento de su adquisición.

Las propiedades, planta y equipo en proceso de construcción o adquisición son presentadas al costo. El costo de estos activos en proceso incluye honorarios profesionales y, para activos que califican, costos por préstamos obtenidos. Tales activos son posteriormente reclasificados a su categoría de propiedades, planta y equipos una vez concluido el proceso de construcción o adquisición, y los mismos están listos para su uso previsto. Estos activos son depreciados a partir de ese momento de manera similar al resto de las propiedades, planta y equipo.

La depreciación anual se reconoce como gasto del periodo, y se determina de la siguiente manera:

Las propiedades, planta y equipos relacionados directamente con el proceso de generación termoeléctrica, los cuales utilizan exclusivamente el gas natural seco proveniente del yacimiento de la Compañía, y la subestación de Aguaytía, son depreciados sobre el estimado de la vida comercial del yacimiento de gas de la Compañía, siguiendo el método de unidades de producción.

Los factores de asignación de la depreciación se determinan dividiendo el nivel de producción mensual entre las reservas probadas de gas seco al inicio del ejercicio, proveniente de la Compañía. Dicho factor es determinado para cada activo que interviene en el proceso de generación eléctrica.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los factores de depreciación aplicados a las propiedades, planta y equipos relacionados a la vida comercial del yacimiento de gas de la Principal, fue entre 5.15% y 5.51% y entre 3.16% y 3.51%, respectivamente.

Las propiedades, planta y equipos que no intervienen en el proceso de generación termoeléctrica y las subestaciones y líneas de transmisión: Tingo María, Vizcarra y Paramonga, que pueden ser usadas aún después que las reservas del yacimiento de gas de la Compañía se hayan agotado, y los otros activos, se deprecian siguiendo el método de línea recta, en base a la vida útil estimada de 20 años, representada por tasas de depreciación equivalentes.

Los otros activos se deprecian siguiendo el método de línea recta, en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes.

Las vidas útiles estimadas para los diversos rubros son:

	<u>Años</u>
Edificios y otras construcciones	Entre 22 y 33
Maquinarias y equipos	Entre 4 y 10
Muebles y enseres	5
Equipos diversos y cómputo	Entre 4 y 10

Las estimaciones sobre la vida útil, valores residuales, de ser el caso, y el método de depreciación se revisan periódicamente para asegurar que el método y el período de depreciación sean consistentes con el patrón previsto de beneficios económicos de las partidas de propiedades, planta y equipos, incorporando en forma prospectiva los efectos de cualquier cambio en estos estimados contra la ganancia o pérdida neta del periodo en que se realizan.

(i) Revisión de deterioro de valor de activos a largo plazo

La Compañía y Subsidiarias revisan periódicamente los importes en libros de sus activos tangibles para determinar si existen indicios de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro de valor. Si existe cualquier indicio, el importe recuperable del activo se calcula con el objeto de determinar el alcance de la pérdida por deterioro de valor (si la hubiera). Donde no es posible estimar el valor recuperable de un activo individual, la Compañía y Subsidiarias estiman el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Donde se identifica una base consistente y razonable de distribución, los activos comunes son también distribuidos a las unidades generadoras de efectivo individuales o, en su defecto, al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para el cual se identifica una base consistente y razonable de distribución.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor razonable menos el costo de venderlo y el valor de uso. El valor de uso se determina con base en los futuros flujos de efectivo estimados descontados a su valor actual, utilizando una tasa de descuento antes de impuestos, que refleja las valoraciones actuales del mercado con respecto al valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo.

Si se estima que el importe recuperable de un activo (o una unidad generadora de efectivo) es inferior a su importe en libros, el importe en libros del activo (unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable. Inmediatamente se reconoce una pérdida por deterioro de valor como gasto.

Una pérdida por deterioro de valor se puede revertir posteriormente y registrarse como ingresos en la ganancia del período, hasta el monto en que el valor en libros incrementado no supere el valor en libros que habría sido determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro de valor para el activo (unidad generadora de efectivo) en años anteriores.

(j) Provisiones

Las provisiones son reconocidas cuando la Compañía y Subsidiarias tienen una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Compañía y Subsidiarias tengan que desprenderse de recursos, que incorporen beneficios económicos para cancelar tal obligación, y puede efectuarse una estimación fiable del importe de la obligación.

El importe reconocido como provisión corresponde a la mejor estimación, a la fecha del estado consolidado de situación financiera, del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, tomando en consideración los riesgos e incertidumbres rodean a la mayoría de los sucesos y circunstancias concurrentes a la valoración de la misma. Cuando el importe de la provisión sea medido utilizando flujos estimados de efectivo para cancelar la obligación, el valor en libros es el valor presente de los desembolsos correspondientes.

En el caso de que se espere que una parte o la totalidad del desembolso necesario para cancelar la provisión sea rembolsado por un tercero, la porción a cobrar es reconocida como un activo cuando es prácticamente segura su recuperación, y el importe de dicha porción puede ser determinado en forma fiable.

(k) Pasivos y activos contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros consolidados, sólo se revelan en nota a los estados financieros consolidados a menos que la posibilidad de una salida de recursos sea remota. Cuando la posibilidad de una salida de recursos para cubrir un pasivo contingente sea remota, tal revelación no es requerida.

Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros consolidados, sólo se revelan en nota a los estados financieros consolidados cuando es probable que produzca un ingreso de recursos.

Las partidas tratadas previamente como pasivos contingentes, serán reconocidas en los estados financieros consolidados del período en el cual ocurra el cambio de probabilidades, esto es, cuando se determine que es probable que se produzca una salida de recursos para cubrir el mencionado pasivo. Las partidas tratadas como activos contingentes, serán reconocidas en los estados financieros consolidados en el período en que se determine que es virtualmente seguro que se producirá un ingreso de recursos, respectivamente.

(l) Reconocimiento de ingresos, costos y gastos

Los ingresos se miden utilizando el valor razonable de la contrapartida, recibida o por recibir, derivada de los mismos. Estos ingresos son reducidos por aquellas estimaciones tales como devoluciones de clientes, rebajas y otros conceptos similares.

Venta de productos, prestación de servicios y otros

- Los ingresos por venta de gasolina natural seco, GLP y gasolina natural se reconocen íntegramente en el periodo en que se entrega el bien, se ha transferido al comprador los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, y es probable que los beneficios económicos relacionados con la transacción, fluirán a la Compañía.
- Los ingresos por generación de energía, potencia y transmisión secundaria entregada y no facturada al fin de cada mes, se facturan al mes siguiente, pero se reconocen como ingreso en base a estimados del consumo de los clientes en el mes que corresponde.
- Los ingresos por servicios de transmisión de energía son reconocidos íntegramente en el periodo en que se presta el servicio y es probable que los beneficios económicos relacionados con la transacción, fluyan a la Subsidiaria.
- Los otros ingresos se reconocen a medida que se realizan y se registran en los períodos con los cuales se relacionan.

Intereses

- Los ingresos por intereses son reconocidos cuando es probable que la Compañía y Subsidiarias reciban los beneficios económicos asociados con la transacción y que el importe de los ingresos puede ser medido con fiabilidad. Los mismos son acumulados sobre una base periódica tomando como referencia el saldo pendiente de capital y la tasa efectiva de interés aplicable.

Costos y gastos

- El costo por venta de gas natural seco, GLP y gas natural registra en el resultado del ejercicio cuando se entregan los bienes, en forma simultánea al reconocimiento de los ingresos. Los gastos se registran en los períodos con los cuales se relacionan y se reconocen en los resultados del ejercicio cuando se devengan, independientemente del momento en que se paguen.
- El costo de generación de energía eléctrica se registra en el resultado del ejercicio cuando se presta el servicio, en forma simultánea al reconocimiento de los ingresos. Los gastos se registran en los períodos con los cuales se relacionan y se reconocen en los resultados del ejercicio cuando se devengan, independientemente del momento en que se paguen.
- Los costos de transmisión de energía y los demás gastos se reconocen cuando se devengan.

(m) Transacciones en moneda extranjera

Las operaciones en otras divisas distintas al dólar estadounidense se consideran denominadas en “moneda extranjera”, y son reconocidas utilizando los tipos de cambio prevalecientes a la fecha de las transacciones. Los saldos de partidas no monetarias que son reconocidas en términos de costos históricos en monedas extranjeras son traducidos utilizando los tipos de cambio prevalecientes a la fecha de las transacciones.

Las diferencias en cambio originadas por partidas monetarias son reconocidas en la ganancia o pérdida neta en el período en el que se producen.

(n) Contabilidad en moneda extranjera

Los estados financieros consolidados de la Compañía han sido preparados a partir de los registros de contabilidad, que se llevan en dólares estadounidenses al amparo del Artículo 87°, inciso 5 del Código Tributario Peruano, el cual tendrá vigencia de acuerdo al contrato de licencias para la explotación de hidrocarburos (Lote 31-C) (Nota 1).

Las Subsidiarias Termoselva y Eteselva han preparado sus estados financieros en dólares estadounidenses (moneda funcional) a partir de sus registros contables llevados en nuevos soles.

(o) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuestos a las ganancias comprende la suma del impuesto a las ganancias corriente por pagar estimado y el impuesto a las ganancias diferido.

El impuesto a las ganancias corriente se determina aplicando la tasa de impuesto establecida en la legislación fiscal vigente a las ganancias neta fiscal del año.

El impuesto a las ganancias diferido corresponde al monto de impuesto esperado a recuperar o pagar sobre las diferencias temporarias entre los valores en libros reportados de activos y pasivos, y sus correspondientes bases fiscales. Los pasivos por impuestos a las ganancias diferidos son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporarias imponibles. Los activos por impuestos diferidos generalmente se reconocen para todas las diferencias temporarias deducibles y créditos fiscales y rebajas hasta la extensión en que se considere probable que la Compañía y Subsidiarias van a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales para poder hacerlos efectivos. Tales activos y pasivos no son reconocidos si las diferencias temporarias proceden de una plusvalía o del reconocimiento inicial (salvo en una combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una operación que no afecta ni al resultado fiscal ni al resultado contable.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos es revisado al final de cada período de reporte, y reducido hasta la extensión de que no resulte probable que la Compañía y Subsidiarias disponga de ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar la totalidad o una porción de tales activos.

Los impuestos a las ganancias diferidos activos y pasivos son determinados utilizando las tasas de impuesto que se espera aplicarán en el momento en que el activo se realice o el pasivo se liquide, con base en tasas y leyes fiscales aprobadas, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado, al final del periodo de reporte. La medición de tales impuestos diferidos reflejan las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Compañía y Subsidiarias esperan, al final del periodo de reporte, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

Los impuestos a las ganancias, tanto corrientes como diferidos, son reconocidos como gasto o ingreso, e incluidos en la determinación de la ganancia o pérdida neta del periodo, excepto si tales impuestos se relacionan con partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en patrimonio, en cuyo caso, el impuesto a las ganancias corriente o diferido es también reconocido en otros resultados integrales o directamente en patrimonio, respectivamente.

(p) Efectivo y equivalente al efectivo

Efectivo comprende efectivo en caja y depósitos de libre disponibilidad. Equivalentes de efectivo comprende inversiones financieras de corto plazo, con vencimientos menores a 90 días contados a partir de su fecha de adquisición, fácilmente convertibles en montos conocidos de efectivo y no están sujetas a riesgos significativos de cambios en su valor.

3. NUEVAS NORMAS E INTERPRETACIONES EMITIDAS INTERNACIONALMENTE

(a) Nuevas NIIF e interpretaciones que no afectaron significativamente los montos reportados y sus revelaciones en el año actual y anterior

A continuación se presenta una lista de las modificaciones a las NIIF y la nueva interpretación que son obligatorias y se encuentran vigentes para los períodos contables que comienzan el 1 de enero de 2014 o posterior, que no fueron relevantes para las operaciones de la Compañía y Subsidiarias:

- Modificación a la NIIF 10, NIIF 12 y a la NIC 27 Entidades de Inversión

En las modificaciones a la NIIF 10 se define una entidad de inversión y se añade una excepción por el requerimiento de consolidar subsidiarias para una entidad de inversión. Con respecto a la excepción, una entidad de inversión debe medir su participación en las subsidiarias a valor razonable con cambios en los resultados. La excepción no aplica a subsidiarias de entidades de inversión que ofrezcan servicios relativos a las actividades de inversión de las entidades.

Para que una entidad sea calificada como una entidad de inversión, deben cumplirse ciertos criterios. Específicamente, una entidad es una entidad de inversión si:

- obtiene fondos de uno o más inversionistas a fin de ofrecerles servicios de gestión de inversión;
- se compromete con el inversionista a que el propósito de su negocio sea únicamente la inversión de fondos para obtener rendimientos por la apreciación de capital, el ingreso de inversión o ambos y
- mide y evalúa el rendimiento de prácticamente todas sus inversiones según el valor razonable.

Se han realizado las modificaciones correspondientes a la NIIF 12 y la NIC 27, con la finalidad de introducir nuevos requerimientos de revelación para entidades de inversión.

En general, las modificaciones requieren aplicación retrospectiva, con provisiones transitorias específicas.

- Modificaciones a la NIC 32 Compensación de Activos Financieros y Pasivos Financieros

Las modificaciones a la NIC 32 proporcionan una aclaratoria sobre los requerimientos inherentes a la compensación de activos financieros y pasivos financieros. Específicamente, las modificaciones explican el significado de “actualmente, tiene un derecho exigible legalmente a compensar los importes reconocidos” y “realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente”. Las modificaciones requieren aplicación retrospectiva.

- ***Modificaciones a la NIC 36 Revelaciones del Importe Recuperable para Activos No Financieros***

Las modificaciones a la NIC 36 eliminan el requerimiento de revelar el importe recuperable de una Unidad Generadora de Efectivo (UGE), al que la plusvalía u otros activos intangibles con largas vidas útiles habían sido asignados cuando no ha habido un deterioro o reverso con respecto a la UGE. Asimismo, las modificaciones agregan requerimientos adicionales para la revelación que se aplican cuando se mide el importe recuperable de un activo o una UGE según el valor razonable menos los costos de disposición. Estas nuevas revelaciones incluyen: jerarquía del valor razonable, suposiciones clave y técnicas de valoración aplicadas, en conjunción con la solicitud de revelación establecida en el NIIF 13 Medición del Valor Razonable. Las modificaciones requieren aplicación retrospectiva.

- ***Modificaciones a la NIC 39 Novación de Derivados y Continuación de la Contabilidad de Cobertura***

Las modificaciones a la NIC 39 son más flexibles con respecto al requerimiento de discontinuar la contabilidad de cobertura cuando un derivado, designado como instrumento de cobertura, es novado bajo ciertas circunstancias. Las modificaciones, además, explican que cualquier cambio al valor razonable de los derivados, designados como instrumento de cobertura, producto de la novación debe incluirse en la evaluación y medición de la efectividad de cobertura. Estas modificaciones requieren aplicación retrospectiva.

- ***CINIIF 21 Gravámenes.***

El CINIIF 21 aborda el tema sobre cuándo reconocer un pasivo para pagar un gravamen. La interpretación define un gravamen y especifica que el evento obligante que da origen al pasivo es la actividad que permite el pago del gravamen, en conformidad con la legislación. La interpretación proporciona indicaciones para saber cómo registrar diferentes acuerdos en un gravamen, en especial, explica que ni la compulsión económica ni la hipótesis de negocio en marcha implican que una entidad tiene una obligación presente de pagar un gravamen que se producirá para operar en un período futuro. La CINIIF 21 requiere aplicación retrospectiva.

(b) ***Nuevas NIIF e interpretaciones emitidas aplicables con posterioridad a la fecha de presentación de los estados financieros consolidados***

Las siguientes normas e interpretaciones han sido publicadas con aplicación para períodos que comienzan con posterioridad a la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados:

- ***NIIF 9 Instrumentos Financieros. (en su versión revisada de 2014) (En vigencia para períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2018 o posteriormente)***

- Fase 1: clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros;
- Fase 2: metodología de deterioro y
- Fase 3: contabilidad de cobertura.

En julio de 2014, el IASB culminó la reforma y emitió la NIIF 9 Contabilidad de instrumentos financieros (en su versión revisada de 2014), que reemplazará a la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición luego de que expire la fecha de vigencia de la anterior.

Al compararla con la NIIF 9 (en su versión revisada del 2013), la versión del 2014 incluye modificaciones que se limitan a los requerimientos de clasificación y medición al añadir una categoría de medición (FVTOCI) a “valor razonable con cambios en otro resultado integral” para ciertos instrumentos de deudas simples. También agrega requerimientos de deterioro inherentes a la contabilidad de las pérdidas crediticias esperadas de una entidad en los activos financieros y compromisos para extender el crédito.

La NIIF 9 finalizada (en su versión revisada de 2014) contiene los requerimientos para: a) la clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros, b) metodología de deterioro y c) contabilidad de cobertura general.

Fase 1: Clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros

Con respecto a la clasificación y medición en cumplimiento con la NIIF, todos los activos financieros reconocidos que se encuentren dentro del alcance de la NIC 39 se medirán posteriormente al costo amortizado o al valor razonable. Específicamente:

- Un instrumento de deuda que: (i) se mantenga dentro del modelo de negocios cuyo objetivo sea obtener los flujos de efectivo contractuales, (ii) posea flujos de efectivo contractuales que solo constituyan pagos del capital y participaciones sobre el importe del capital pendiente que deban medirse al costo amortizado (neto de cualquier pérdida por deterioro), a menos que el activo sea designado a valor razonable con cambios en los resultados (FVTPL), en cumplimiento con esta opción.
- Un instrumento de deuda que: (i) se mantenga dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo se cumpla al obtener flujos de efectivo contractual y vender activos financieros y (ii) posea términos contractuales del activo financiero produce, en fechas específicas, flujos de efectivo que solo constituyan pagos del capital e intereses sobre el importe principal pendiente, debe medirse a valor razonable con cambios en otro resultado integral (FVTOCI), a menos que el activo sea designado a valor razonable con cambios en los resultados (FVTPL), en cumplimiento con esta opción.
- Todos los otros instrumentos de deuda deben medirse a valor razonable con cambios en los resultados (FVTPL).
- Todas las inversiones del patrimonio se medirán en el estado de situación financiera al valor razonable, con ganancias y pérdidas reconocidas en el estado de resultados y otros resultados integrales, salvo si la inversión del patrimonio se mantiene para negociar, en ese caso, se puede tomar una decisión irrevocable en el reconocimiento inicial para medir la inversión al FVTOCI, con un ingreso por dividendos que se reconoce en ganancia o pérdida.

La NIIF 9 también contiene requerimientos para la clasificación y medición de pasivos financieros y requerimientos para la baja en cuentas. Un cambio importante de la NIC 39 está vinculado con la presentación de las modificaciones en el valor razonable de un pasivo financiero designado a valor razonable con cambios en los resultados, que se atribuye a los cambios en el riesgo crediticio de ese pasivo. De acuerdo con la NIIF 9, estos cambios se encuentran presentes en otro resultado integral, a menos que la presentación del efecto del cambio en el riesgo crediticio del pasivo financiero en otro resultado integral creara o produjera una gran incongruencia contable en la ganancia o pérdida. De acuerdo con la NIC 39, el importe total de cambio en el valor razonable designado a FVTPL se presente como ganancia o pérdida.

Fase 2: Metodología de deterioro

El modelo de deterioro de acuerdo con la NIIF 9 refleja pérdidas crediticias esperadas, en oposición a las pérdidas crediticias incurridas según la NIC 39. En el alcance del deterioro en la NIIF 9, ya no es necesario que ocurra un suceso crediticio antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias. En cambio, una entidad siempre contabiliza tanto las pérdidas crediticias esperadas como sus cambios. El importe de pérdidas crediticias esperadas debe ser actualizado en cada fecha del informe para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial.

Fase 3: Contabilidad de Cobertura

Los requerimientos generales de contabilidad de cobertura de la NIIF 9 mantienen los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura incluidas en la NIC 39. No obstante, los tipos de transacciones ideales para la contabilidad de cobertura ahora son mucho más flexibles, en especial, al ampliar los tipos de instrumentos que se clasifican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de elementos no financieros ideales para la contabilidad de cobertura. Además, se ha revisado y reemplazado la prueba de efectividad por el principio de “relación económica”. Ya no se requiere de una evaluación retrospectiva para medir la efectividad de la cobertura. Se han añadido muchos más requerimientos de revelación sobre las actividades de gestión de riesgo de la entidad.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias se encuentran evaluando el posible impacto que la misma tendrá en los estados financieros consolidados.

- ***NIIF 14 Cuentas de Diferimiento de Actividades Reguladas.*** (Vigente para los primeros estados financieros anuales bajo la NIIF, con períodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2016 o posteriores)

La NIIF 14 explica el registro en los balances de cuentas regulatorias diferidas que surgen de actividades cuya tarifa está regulada. La norma se encuentra disponible solo para aquellos sectores que adoptan las NIIF por primera vez y que hayan reconocido los balances de cuentas regulatorias diferidas según anteriores GAAP. La NIIF 14 permite que los sectores que adopten por primera vez las NIIF continúen con sus antiguas políticas contables de tasas reguladas según GAAP, con cambios limitados, y requiere una presentación por separado de los balances de cuentas regulatorias diferidas en el estado de situación financiera y en el estado de resultados y otros resultados integrales.

También se requieren revelaciones para identificar la naturaleza, y los riesgos que implica, de la forma de regulación de la tarifa que ha ocasionado el reconocimiento de los balances de cuentas regulatorias diferidas.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias se encuentran evaluando el posible impacto que la misma tendrá en los estados financieros consolidados.

- **NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes.** (Vigente para períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2017 o posteriores)

La NIIF 15 establece un modelo extenso y detallado para que las entidades lo utilicen en la contabilidad de ingresos procedentes de contratos con clientes. Reemplazará las siguientes Normas e Interpretaciones de ingreso después de la fecha en que entre en vigencia:

- NIC 18 Ingreso;
- NIC 11 Contratos de Construcción;
- CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes;
- CINIIF 15 Acuerdos para la Construcción de Inmuebles;
- CINIIF 18 Transferencias de Activos Procedentes de los Clientes y
- SIC 31 Transacciones de trueque que incluyen servicios de publicidad

Tal como indica el título de la nueva Norma de Ingresos, la NIIF 15 solo cubrirá ingresos procedentes de contratos con clientes. Según la NIIF 15, un cliente de una entidad es una parte que ha firmado un contrato con ella para obtener bienes y servicios que sean producto de las actividades ordinarias a cambio de una remuneración. A diferencia del alcance de la NIC 18, no se encuentran en el alcance de la NIIF 15 el reconocimiento y medición del ingreso por intereses y del ingreso por dividendos procedentes de la deuda e inversiones en el patrimonio. En cambio, se encuentran en el alcance de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición (o la NIIF 9 Instrumentos Financieros, en caso de que dicha NIIF se adopte anticipadamente).

Como se mencionó anteriormente, la nueva Norma de Ingresos tiene un modelo detallado para explicar los ingresos procedentes de contratos con clientes. Su principio fundamental es que una entidad debería reconocer el ingreso para representar la transferencia de bienes o servicios prometidos a los clientes, en un importe que refleje la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de esos bienes o servicios.

La nueva norma de reconocimiento de ingresos agrega un enfoque de cinco pasos para el reconocimiento y medición del ingreso:

Paso 1: identificar el contrato con los clientes

Paso 2: identificar las obligaciones de desempeño en el contrato

Paso 3: determinar el precio de transacción

Paso 4: distribuir el precio de transacción a las obligaciones de rendimiento en el contrato

Paso 5: reconocer el ingreso cuando (o siempre que) la entidad satisfaga la obligación

El nuevo modelo requiere revelaciones extensas.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias se encuentran evaluando el posible impacto que la misma tendrá en los estados financieros consolidados.

- **Modificaciones a la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos** (Vigente para períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2016 o en fechas posteriores)

Las modificaciones a la NIIF 11 proporcionan indicaciones para conocer cómo contabilizar la adquisición de un interés en una operación conjunta en la que las actividades constituyan un negocio, según la definición de la NIIF 3 Combinaciones de Negocios. En específico, las modificaciones establecen que deberían aplicarse los principios fundamentales de contabilidad

para combinaciones de negocios de la NIIF 3 y otras Normas (por ejemplo, la NIC 36 Deterioro de Activos con respecto a la evaluación de deterioro de una unidad generadora de efectivo en la que ha sido distribuida la plusvalía de una operación conjunta).

Deben utilizarse los mismos requerimientos para la formación de una operación conjunta si, y solo si, un negocio existente se ve beneficiado en la operación por una de las partes que participen en la operación conjunta.

También se requiere a un operador conjunto revelar la información de interés solicitada por la NIIF 3 y otras normas para combinaciones de negocios.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran que la misma no tendrá un impacto en los estados financieros consolidados.

- ***Modificaciones a la NIC 16 y a la NIC 38 Aclaración de los Métodos Aceptables de Depreciación y Amortización*** (Vigentes para períodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2016 o posteriores)

Las modificaciones a la NIC 16 les prohíben a las entidades utilizar un método de depreciación basado en el ingreso para partidas de propiedad, planta y equipo. Mientras que las modificaciones a la NIC 38 introducen presunciones legales que afirman que el ingreso no es un principio apropiado para la amortización de un activo intangible. Esta suposición solo puede ser debatida en las siguientes dos limitadas circunstancias:

- (a) cuando el activo intangible se encuentra expresado como una medida de ingreso o
- (b) cuando se puede demostrar que el ingreso y el consumo de los beneficios económicos de los activos intangibles se encuentran estrechamente relacionados.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran que la misma no tendrá un impacto en los estados financieros consolidados.

- ***Modificaciones a la NIC 16 y a la NIC 41 Agricultura: Plantas Productoras*** (Vigentes para períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2016 o en fechas posteriores)

Las modificaciones a la NIC16 Propiedad, Planta y Equipos y la NIC 41 Agricultura definen el concepto de planta productora, además, requieren activos biológicos que cumplan con esta definición para ser contabilizados como propiedad, planta y equipo, de acuerdo con la NIC 16, en lugar de la NIC 41. Con respecto a las modificaciones, las plantas productoras pueden medirse utilizando el modelo de costo o el modelo de revaluación establecido en la NIC 16.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran que la misma no tendrá un impacto en los estados financieros consolidados por que no posee activos biológicos.

- ***Enmiendas a la NIC 27 Estados Financieros Separados: Método de Participación Patrimonial en Estados Financieros Separados***. Las enmiendas reincorporan el método patrimonial como una opción de contabilidad para las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados de una entidad. Las enmiendas son efectivas para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2016. Asimismo, la enmienda permite la aplicación anticipada.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran que la aplicación de esta enmienda no tendrá impacto en los estados financieros consolidados, sin embargo la Compañía si aplico de forma anticipada dicho enmienda para presentación de sus estados financieros separados.

- ***Modificaciones a la NIC 19: Planes de Beneficio Definidos: Aportaciones de los empleados*** (Vigente para períodos anuales que comiencen el 1 de julio de 2014 o posteriores)

Las modificaciones a la NIC 19 aclaran cómo deberían contabilizarse las aportaciones de los empleados o terceras partes que se encuentren vinculadas a los servicios o planes de beneficios definidos, al tomar en consideración si estas aportaciones otorgadas dependen del número de años de servicio prestados por el empleado.

Para aportaciones que sean independientes del número de años de servicio, la entidad puede reconocer dichas aportaciones como una reducción en el costo de servicio, en el período en el que se preste, o atribuirlos a los períodos de servicio del empleado utilizando la fórmula de la contribución o sobre la base del método de línea recta, mientras que para aportaciones que son dependientes del número de años de servicio, se requiere que la entidad se los atribuya.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran que la misma no tendrá un impacto en los estados financieros consolidados.

- ***Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2010-2012***

Las mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2010-2012 incluyen algunos cambios a varias NIIF que se encuentran resumidas a continuación:

Las modificaciones a la NIIF 2: (i) cambian las definiciones de “condiciones necesarias para la irrevocabilidad de la concesión” y “condiciones de mercado” y (ii) añaden definiciones para “condiciones de rendimiento de la concesión” y “condiciones de servicio”, que anteriormente se encontraban incluidas en la definición de “condiciones de irrevocabilidad de la concesión”. Las modificaciones a la NIIF 2 se encuentran vigentes para transacciones de pago basado en acciones, en los que la fecha permitida es el 1 de julio de 2014 o posteriormente.

Las modificaciones a la NIIF 3 explican que la contraprestación contingente, clasificada como un activo o pasivo, debería medirse a valor razonable en cada fecha sobre la que se informa, independientemente de que sea un instrumento financiero dentro del alcance de la NIIF 9, de la NIC 39, un activo o pasivo no financiero. Los cambios al valor razonable (que no se traten de ajustes en el período de medición) deberían reconocerse como ganancias o pérdidas. Las modificaciones a la NIIF 3 se encuentran vigentes para combinaciones de negocios en los que la fecha de adquisición sea el 1 de julio de 2014 o posteriormente.

Las modificaciones a la NIIF 8: (i) requieren que una entidad revele los juicios de la gerencia al aplicar los criterios de agregación a los segmentos de operación, incluyendo una descripción de los segmentos operativos añadidos y los indicadores económicos evaluados para determinar que los segmentos tengan “características económicas similares” y (ii) explican que una conciliación del total de activos de segmentos sobre los que se debe informar, con relación a los activos de la entidad solo debería entregarse si los activos del segmento se proporcionan, de manera regular, al jefe operativo responsable de la toma de decisiones.

Las modificaciones a la base de las conclusiones de la NIIF 13 aclaran que las dudas con respecto a esta norma y las modificaciones posteriores a la NIC 39 y a la NIIF 9 no suprimen la capacidad de medir las cuentas por cobrar y por pagar a corto plazo, sin ninguna tasa de interés establecida en los importes de factura sin descontar cuando el efecto de descontar no sea significativo. En vista de que las modificaciones no contienen ninguna fecha para entrar en vigencia, se considera que deben entrar en vigencia de inmediato.

Las modificaciones a la NIC 16 y la NIC 38 omiten inconsistencias en la contabilidad de depreciación/ amortización acumulada cuando se reevalúa una partida de la propiedad, planta y equipo o un activo intangible. Las normas modificadas explican que el importe en libros bruto se ajusta consistentemente a la revaluación de importe en libros del activo y que la amortización/depreciación acumulada es la diferencia entre el importe en libros bruto y el importe del activo, luego de considerar las pérdidas por deterioro acumuladas.

Las modificaciones a la NIC 24 explican que una entidad de la Gerencia que presta servicios de personal clave de la Gerencia a la entidad que informa o a la controladora de la entidad que informa son entidades vinculadas a esta. Por consiguiente, la entidad que informa debería revelar como transacciones de entidades relacionadas los importes incurridos para el servicio pagado o por pagar a la entidad de la Gerencia para proporcionar servicios de personal clave de la Gerencia. Sin embargo, no se requiere la revelación de los componentes de compensación.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran que la misma no tendrá un impacto en los estados financieros consolidados.

- ***Mejoras Anuales a las NIIF Ciclo 2011-2013***

Las Mejoras Anuales a las NIIF Ciclo 2011-2013 incluyen algunas modificaciones a varias NIIF que se encuentran resumidas a continuación.

Las modificaciones a la NIIF 3 explican que la norma no aplica a la contabilización para todo tipo de acuerdo conjunto en los estados financieros consolidados de dicho acuerdo conjunto.

Las modificaciones a la NIIF 13 explican que el alcance de la excepción de la cartera de inversiones para medir el valor razonable de un grupo de activos financieros y pasivos financieros basados en su exposición aplica a todos los contratos que abarque el alcance y que sean contabilizados según la NIC 39 o la NIIF 9, incluso si estos contratos no cumplen con las definiciones de activos financieros o pasivos financieros establecidas en la NIC 32.

Las modificaciones a la NIC 40 aclaran que la NIC 40 y la NIIF 3 no son mutuamente excluyentes y, además, puede requerirse la aplicación de ambas normas. Por ello, una entidad que adquiera una propiedad de inversión debe decidir si:

- (a) El inmueble cumple con la definición de propiedad de inversión establecida en la NIC 40 y
- (b) La transacción cumple con la definición de combinación de negocios según la NIIF 3.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran que la misma no tendrá un impacto en los estados financieros consolidados.

4. INSTRUMENTOS Y RIESGOS FINANCIEROS

Categorías de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros de la Compañía y Subsidiarias se componen de:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Activos financieros:		
Préstamos y partidas por cobrar (incluyendo efectivo y equivalente al efectivo)		
Efectivo y equivalente al efectivo	49,515	35,344
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	20,415	23,910
Otras cuentas por cobrar	953	986
	<hr/>	<hr/>
Total	<u>70,883</u>	<u>60,240</u>
Pasivos financieros:		
Al costo amortizado		
Préstamos	15,765	15,705
Cuentas por pagar comerciales	6,393	10,934
Otras cuentas por pagar	784	569
Cuenta por pagar a entidad relacionada	846	1,740
	<hr/>	<hr/>
Total	<u>23,788</u>	<u>28,948</u>

Riesgos financieros

La Compañía y Subsidiarias están expuesta continuamente a riesgos de mercado, riesgos de crédito y riesgos de liquidez originados por la variación del tipo de cambio y de tasas de interés. Estos riesgos se concentran en los mercados de Hidrocarburos y Energía Eléctrica y son administrados a través de políticas y procedimientos específicos establecidos por la Gerencia de Finanzas. La Gerencia de Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos; la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros.

(a) Riesgo de mercado

(i) Riesgo de tipo de cambio

La Compañía y Subsidiarias realizan sus ventas principalmente en dólares estadounidenses lo cual le permite hacer frente a sus obligaciones en esta moneda. El riesgo de tipo cambio surge principalmente del efectivo y equivalente al efectivo y otras cuentas por cobrar mantenidas en moneda extranjera. La Compañía y Subsidiarias no utilizan instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición al riesgo de tipo de cambio.

A continuación se presenta el valor en libros de los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2014 y 2013, reflejados de acuerdo con las bases de contabilidad descritas en la Nota 2 (m) a los estados financieros consolidados:

	2014	2013
	S/.000	S/.000
Activos:		
Efectivo y equivalente al efectivo	19,460	38,730
Otras cuentas por cobrar	6,717	6,579
Activo por impuesto a las ganancias	-	2,390
Total	26,177	47,699
Pasivos:		
Otras cuentas por pagar	1,638	2,283
Pasivos por impuesto a las ganancias	4,098	-
Total	5,736	2,283
Posición activa (neta)	20,441	45,416

Los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera corresponden a saldos en nuevos soles, están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio de oferta y demanda publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) vigente a esa fecha, el cual fue US\$0.3346 venta y US\$0.3355 compra (US\$0.3577 venta y US\$0.3579 compra en 2013) por US\$1.00.

Al 31 de diciembre de 2014 la Compañía y Subsidiarias registró ganancias por diferencia en cambio por US\$1,708 (US\$2,169 en 2013) y pérdidas por diferencia en cambio por US\$3,181 (US\$4,910 en 2013), cuyo importe neto se incluye en la partida diferencia de cambio, neto del estado consolidado de resultados y otros resultados integrales.

La Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran razonable un 5% de tasa de sensibilidad en la evaluación del riesgo de tipo de cambio. A continuación se presenta el análisis de sensibilidad asumiendo una revaluación/devaluación del dólar estadounidense (US\$) equivalente a la tasa antes indicada, exclusivamente sobre los saldos de activos y pasivos monetarios anteriormente reflejados:

	Aumento (disminución) en el tipo de cambio	Efecto en ganancia (pérdida) antes de impuesto a la ganancias
	%	US\$000
2014:		
US\$ / Nuevos soles	+5%	(1,022)
US\$ / Nuevos soles	-5%	1,022
2013:		
US\$ / Nuevos soles	+5%	(2,271)
US\$ / Nuevos soles	-5%	2,271

(ii) **Riesgo de precios**

La Gerencia de la Compañía analiza los riesgos de precios relacionados con la venta de GLP y gasolina natural.

En cuanto a la venta de GLP, la Compañía considera que el riesgo de precios está mitigado considerando el mecanismo establecido por el Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles para el mercado interno, que busca compensar la alta volatilidad de los precios del petróleo crudo, por lo que no existen riesgos significativos como resultado de las variaciones de los precios internacionales de GLP.

En cuanto al precio de venta de gasolina natural, la Compañía está expuesta a riesgos comerciales provenientes en los cambios de los precios de venta, debido a que se cotizan en mercados internacionales. A continuación presentamos un análisis de sensibilidad de la Compañía ante un aumento y disminución del 6% en los precios de venta promedio de la gasolina natural y el impacto en sus ingresos brutos.

	Aumento (disminución) en el precio internacional	Efecto en ganancia bruta
		US\$000
2014:		
Precio de venta de la gasolina natural	+6%	32,785
Precio de venta de la gasolina natural	-6%	(29,073)
2013:		
Precio de venta de la gasolina natural	+6%	37,240
Precio de venta de la gasolina natural	-6%	(33,024)

(iii) **Riesgo de tasa de interés**

La Compañía y Subsidiarias no tienen activos significativos que generan intereses; los ingresos y flujos de efectivo operativos de la Compañía y Subsidiarias son independientes de los cambios en las tasas de interés en el mercado.

La política de la Compañía y Subsidiarias es mantener financiamientos principalmente a tasas de interés fija. Al respecto, el endeudamiento de largo plazo a tasas fijas representa el 100% del total de la deuda al 31 de diciembre de 2014 y 2013; por lo tanto, cualquier cambio en las tasas de interés no afectaría significativamente los resultados de la Compañía y Subsidiarias.

(b) **Riesgo de crédito**

El riesgo de crédito se refiere a que la contraparte incumpla sus obligaciones contractuales resultando en una pérdida financiera para la Compañía y Subsidiarias. Los instrumentos financieros que someten parcialmente a la Compañía y Subsidiarias a concentraciones de riesgo de crédito consisten principalmente en efectivo y equivalente al efectivo y cuentas por cobrar comerciales.

Con respecto a las cuentas por cobrar, se origina de la incapacidad de los deudores de poder cumplir con sus obligaciones. La Gerencia considera que este riesgo se encuentra mitigado debido a que sus

cuentas por cobrar comerciales son con entidades de prestigio internacional, las cuales no han tenido problemas de cobranza en el pasado.

Con respecto a los depósitos en bancos, la Compañía y Subsidiarias coloca sus excedentes de liquidez en instituciones financieras de prestigio, establece políticas de crédito conservadoras y evalúa constantemente las condiciones existentes en el mercado en el que opera. En consecuencia, la Compañía y Subsidiarias no prevén pérdidas significativas que surjan de este riesgo.

(c) Riesgo de liquidez

La Gerencia tiene la responsabilidad principal de la administración del riesgo de liquidez, la cual ha establecido políticas y procedimientos en cuanto al endeudamiento a corto, mediano y largo plazo. La Compañía y Subsidiarias administra el riesgo de liquidez mediante el monitoreo de flujos de efectivo y los vencimientos de sus activos y pasivos financieros.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el vencimiento contractual de los activos financieros no derivados es corriente.

A continuación se presenta un análisis de los pasivos financieros incluyendo intereses por pagar de la Compañía y Subsidiarias clasificados según su vencimiento, considerando el período restante para llegar a ese vencimiento en la fecha del estado consolidado de situación financiera:

	<u>Menos de 1 año</u> US\$000	<u>Entre 1 y 2 años</u> US\$000	<u>Entre 2 y 4 años</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
2014				
Préstamos	752	752	15,898	17,402
Cuentas por pagar comerciales	6,393	-	-	6,393
Otras cuentas por pagar	784	-	-	784
Cuenta por pagar a entidad relacionada	846	-	-	846
Total	<u>8,775</u>	<u>752</u>	<u>15,898</u>	<u>25,425</u>
2013				
Préstamos	752	752	16,675	18,179
Cuentas por pagar comerciales	10,934	-	-	10,934
Otras cuentas por pagar	569	-	-	569
Cuenta por pagar a entidad relacionada	1,740	-	-	1,740
Total	<u>13,995</u>	<u>752</u>	<u>16,675</u>	<u>31,422</u>

La Gerencia administra el riesgo asociado con los importes incluidos en cada una de las categorías mencionadas anteriormente, los cuales incluyen el mantener buena historia crediticia con bancos locales con el fin de asegurar suficientes líneas de crédito, así como también solventar su capital de trabajo con los flujos de efectivo proveniente de sus actividades de operación.

(d) Administración del riesgo de capital

Los objetivos de la Compañía y Subsidiarias al administrar el capital son el salvaguardar su capacidad de continuar como empresa en marcha, con el propósito de generar retornos a sus Socios y a otros grupos de interés.

La estructura de capital de la Compañía y Subsidiarias está constituida por el endeudamiento neto (préstamos menos efectivo y equivalente al efectivo), y el patrimonio.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el efectivo y equivalente al efectivo excede los saldos de los préstamos a dichas fechas; con lo cual, este riesgo se encuentra mitigado.

(e) Valor razonable de instrumentos financieros

El valor razonable es definido como el monto al que un instrumento financiero puede ser intercambiado en una transacción entre dos partes que así lo deseen, distinta a una venta forzada o a una liquidación, y la mejor evidencia de su valor es su cotización, si es que ésta existe.

Al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, la Gerencia de la Compañía y Subsidiarias consideran que los valores contables de sus instrumentos financieros se aproximan a sus valores razonables estimados de mercado; con base en las metodologías y supuestos que se indican a continuación:

- El rubro efectivo y equivalentes al efectivo no representa un riesgo de crédito ni de tasa de interés significativo, por lo tanto, se ha asumido que el valor en libros se aproxima a su valor razonable.
- Las cuentas por cobrar y pagar tienen vencimientos menores a un año, por lo que se ha considerado que su valor razonable no es significativamente diferente a su valor en libros.
- En el caso de los préstamos a largo plazo, la Gerencia considera que el valor en libros es similar a su valor razonable.

La Gerencia considera que los valores razonables de los demás pasivos financieros son similares a sus valores en libros debido a su vencimiento en el corto plazo.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO

El efectivo y equivalente al efectivo, se compone de lo siguiente:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Efectivo en caja y bancos (a)	49,515	27,505
Depósitos a plazos (b)	-	7,839
Total	49,515	35,344

- (a) Efectivo en caja y bancos comprende principalmente las cuentas corrientes bancarias y corresponden a saldos en bancos locales y del exterior, en nuevos soles y dólares estadounidenses, y son de libre disponibilidad.
- (b) Los depósitos a plazos estaban denominados en nuevos soles y dólares estadounidenses y se mantenían en entidades financieras locales. Los depósitos a plazos tenían vencimiento a 12 días y generaban intereses promedios a una tasa anual entre 3.80% y 4.35%, para los depósitos en dólares estadounidenses y nuevos soles, respectivamente.

6. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES (NETO)

Las cuentas por cobrar comerciales (neto), se componen de lo siguiente:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Energía y potencia entregada no facturada	6,797	10,668
Terceros	<u>14,141</u>	<u>13,992</u>
Total	20,938	24,660
Estimación para deterioro	<u>(523)</u>	<u>(750)</u>
Total	<u><u>20,415</u></u>	<u><u>23,910</u></u>

El período promedio de crédito otorgado a los clientes oscila entre 15 días y 35 días para Maple Gas Corporation Perú, una vez transcurridos los plazos antes indicados, los saldos vencidos generan intereses, el interés se determina según el promedio anual entre la tasa activa y pasiva en nuevos soles. Al 31 de diciembre 2014 la tasa promedio anual es de 9.26% y 3.98%, para moneda nacional y moneda extranjera respectivamente (9.13% y 4.18% al 31 de diciembre de 2013 para moneda nacional y moneda extranjera respectivamente).

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía mantiene cuentas por cobrar dentro de los plazos de vencimiento por US\$13,490 (US\$18,338 al 31 de diciembre de 2013).

Al 31 de diciembre de 2014, Aguaytia y la subsidiaria Termoselva mantienen cuentas por cobrar comerciales vencidas pero no deterioradas por US\$6,925 (US\$5,572 al 31 de diciembre de 2013), para los cuales no se ha establecido estimación para deterioro de cuentas por cobrar dado que la experiencia crediticia de los mismos no ha variado significativamente, y la Gerencia de la Compañía considera que tales importes aún siguen siendo recuperables. El resumen de la antigüedad de estos saldos se presenta a continuación:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Vencidas hasta 30 días	3,285	5,243
Vencidas entre 31 y 90 días	<u>3,640</u>	<u>329</u>
Total	<u><u>6,925</u></u>	<u><u>5,572</u></u>

Energía y potencia entregada no facturada

Corresponde a la remuneración por potencia y energía que el organismo regulador del sistema interconectado nacional, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES - SINAC), asigna mensualmente a cada generador y que comunica para que sean facturados a los demás generadores o distribuidoras miembros del SINAC. Dicha energía y potencia corresponde básicamente a las ventas del mes de diciembre.

Al 31 de diciembre de 2014, energía entregada y no facturada estimada incluye US\$243 (US\$430 al 31 de diciembre de 2013) correspondiente a retiros de potencia y energía de clientes (empresas distribuidoras) sin contratos bajo el contexto de la Ley N° 29179 y el Decreto de Urgencia N° 049-2008, según lo indicado en la Nota 1 de los estados financieros consolidados.

La energía y potencia entregada no facturada al 31 de diciembre de 2014 y 2013 fue sustancialmente facturada y cobrada en enero de 2015 y 2014, respectivamente, excepto el importe deteriorado, sin cambios significativos

Estimación para deterioro de cuentas por cobrar

El movimiento en la estimación para deterioro de cuentas por cobrar fue como sigue:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Saldo inicial	750	567
Aumento (Nota 19)	-	257
Recupero (Nota 19)	(187)	(24)
Diferencia en cambio	<u>(40)</u>	<u>(50)</u>
Saldo final	<u><u>523</u></u>	<u><u>750</u></u>

La estimación para deterioro de cuentas por cobrar se determina de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia y se reconoce considerando, entre otros factores, los saldos pendientes de cobro con una antigüedad mayor a 90 días y sus posibilidades de ser recuperados, y la evidencia de dificultades financieras del deudor que incrementen más allá de lo normal el riesgo de incobrabilidad de los saldos pendientes de cobro, de modo que su monto tenga un nivel que la Gerencia estima adecuado para cubrir eventuales pérdidas en las cuentas por cobrar a la fecha del estado consolidado de situación financiera. El monto de la estimación se reconoce con cargo a los resultados del ejercicio. Los recuperos posteriores se reconocen con crédito a los resultados del ejercicio. Los criterios básicos para dar de baja los activos financieros deteriorados contra dicha cuenta de valuación son los siguientes: (i) agotamiento de la gestión de cobranza, incluyendo ejecución de garantías; y (ii) dificultades financieras del deudor que evidencien la imposibilidad de hacer efectiva la cobranza.

La Compañía y Subsidiarias mantienen una estimación para deterioro de cuentas por cobrar al nivel que la Gerencia considera adecuado de acuerdo con el riesgo potencial de cuentas incobrables. La antigüedad de las cuentas por cobrar y la situación de los clientes son constantemente monitoreadas para asegurar lo adecuado de la provisión en los estados financieros consolidados. En consecuencia, en opinión de la Gerencia, el saldo de la estimación para deterioro de cuentas por cobrar, cubre adecuadamente el riesgo de pérdida para cobranza dudosa al 31 de diciembre 2014 y 2013.

7. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Las otras cuentas por cobrar, se componen de lo siguiente:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Reclamos a terceros (a)	754	1,075
Fondo para la estabilización de precios de los combustibles (b)	696	698
Activo por impuesto a las ganancias (c)	545	581
Diversas	257	288
Total	2,252	2,642
Porción no corriente	(1,175)	(1,387)
Porción corriente	1,077	1,255

(a) Reclamos a terceros corresponde a impuesto temporal a los activos netos (ITAN):

- (i) Eteselva: Al 31 de diciembre de 2014 corresponde al crédito fiscal de los años 2006, 2007, 2010 y 2011 por un monto de US\$307 (US\$598 al 31 de diciembre de 2013). Durante 2008, la Compañía efectuó la solicitud de devolución por los años 2006 y 2007 a la Administración Tributaria la cual fue rechazada por lo que actualmente se encuentra en proceso de apelación ante el tribunal fiscal.

En enero 2015, la Administración Tributaria devolvió un importe de S/.370 equivalente a US\$124 correspondiente al ITAN del año 2010. En febrero, junio y agosto 2013, la administración tributaria devolvió un importe S/.2,335, equivalente a US\$866 correspondiente al ITAN de los años 2008, 2009 y 2012.

- (ii) Termoselva: Al 31 de diciembre de 2014 corresponde principalmente al impuesto temporal a los activos netos (ITAN) correspondiente a los años 2006 y 2007 por un monto de US\$447 (US\$477 al 31 de diciembre de 2013). Durante 2008, la Compañía ha efectuado la solicitud de devolución del ITAN por el año 2006 y 2007 a la Administración Tributaria, luego de los procesos de fiscalización de dichos ejercicios, la Sunat negó parcialmente la devolución de ITAN encontrándose en proceso de apelación ante el tribunal fiscal. En febrero 2013, la Administración Tributaria devolvió un importe US\$548 correspondiente al ITAN del año 2008.

Las subsidiarias Termoselva y Eteselva tienen el derecho a solicitar la devolución en un plazo de 4 años después de haber presentado la declaración jurada a la administración tributaria. En opinión de la Gerencia, estos saldos de ITAN serán recuperados en el largo plazo.

- (b) Corresponde a una cuenta por cobrar al Estado Peruano relacionada con el Fondo para la estabilización de precios de los combustibles (Nota 1). El plazo de cobranza de dicho fondo depende unilateralmente del Estado Peruano; sin embargo, la Gerencia considera que no hay riesgo de deterioro de cuentas por cobrar porque existe un fondo contingente mantenido por el Estado que está destinado exclusivamente al pago respectivo.

- (c) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 comprenden el saldo a favor del impuesto a las ganancias de Eteselva, correspondiente a los pagos a cuenta efectuados durante 2005, cuyo monto total excedió a la provisión del impuesto a las ganancias de dicho ejercicio. En diciembre 2010, la Compañía presentó la solicitud de devolución y apelación ante la administración tributaria la cual denegó la devolución. Actualmente se encuentra pendiente la resolución en el tribunal fiscal. En opinión de la Gerencia, una porción de estos saldos serán recuperados en el largo plazo.

8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

El accionista principal de la Compañía es Aguaytía Energy, LLC., perteneciente al grupo Duke Energy Corporation (Estados Unidos de Norteamérica).

Durante 2014 y 2013, la Compañía y Subsidiarias realizaron las siguientes transacciones significativas con entidades relacionadas, en el curso normal de sus operaciones:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Ingresos:		
Ingresos por transmisión de energía eléctrica (Nota 1)		
Duke Energy Egenor S. en C. por A.	312	282
Gastos:		
Duke Energy Egenor S. en C. por A. por:		
Servicios de operación y mantenimiento (Nota 18)	(5,769)	(5,136)
Servicios de gerencia y otros		
Servicios de administración (Nota 19)	(4,926)	(4,599)
Compra de energía eléctrica	(2,939)	(2,785)
Servicios de transmisión de energía	(130)	(160)
Otros:		
Pago de dividendos a Aguaytia Energy LLC (Nota 16 (b))	(13,417)	(21,389)
Pago de dividendos a Peru Energy Holding LLC (Nota 16 (b))	(383)	(611)

Producto de estas transacciones, y otras de menor importancia, se generaron los siguientes saldos por pagar a entidad relacionada:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	US\$000	US\$000
Por pagar comerciales (Nota 13):		
Duke Energy Egenor S. en C. por A. (a)	433	309
Por pagar no comerciales:		
Duke Energy Egenor S. en C. por A. (b)	846	1,740

- (a) Las cuentas por pagar comerciales a Duke Energy Egenor S. en C. por A. corresponden a compra de energía y servicios de operación y mantenimiento.
- (b) Las cuentas por pagar no comerciales a Duke Energy Egenor S. en C. por A. corresponden a los servicios prestados de gerencia general, administración y mantenimiento.

9. INVENTARIOS (NETO)

Los inventarios (neto), se componen de lo siguiente:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	US\$000	US\$000
Suministros y repuestos	5,596	5,777
GLP	145	220
Combustibles	8	8
Total	5,749	6,005
Estimación para desvalorización	(551)	(464)
Total	5,198	5,541

El movimiento en la estimación para desvalorización de existencias fue como sigue:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	US\$000	US\$000
Saldo inicial	464	518
Aumento (Nota 18)	87	6
Recupero (Nota 18)	-	(60)
Saldo final	551	464

La estimación para desvalorización de inventarios ha sido determinada sobre la base de informes técnicos internos y, en opinión de la Gerencia, esta estimación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

10. INVERSIONES DE GAS (NETO)

El movimiento en el costo y depreciación acumulada de inversiones de gas durante 2014 y 2013, fue como sigue:

	Planta de gas y de fraccionamiento	Unidades de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
COSTO:						
Al 1 de enero de 2013	112,519	197	265	506	1,059	114,546
Adiciones	-	-	-	-	1,357	1,357
Transferencias y otros	926	-	49	8	(989)	(6)
Al 31 de diciembre de 2013	113,445	197	314	514	1,427	115,897
Adiciones	-	-	-	-	5,467	5,467
Transferencias y otros	3,523	-	(35)	37	(3,493)	32
Al 31 de diciembre de 2014	116,968	197	279	551	3,401	121,396
DEPRECIACION ACUMULADA:						
Al 1 de enero de 2013	64,333	132	254	282	-	65,001
Adiciones	2,491	19	8	41	-	2,559
Al 31 de diciembre de 2013	66,824	151	262	323	-	67,560
Adiciones	3,279	18	-	43	-	3,340
Al 31 de diciembre de 2014	70,103	169	262	366	-	70,900
COSTO NETO:						
Al 31 de diciembre de 2014	46,865	28	17	185	3,401	50,496
Al 31 de diciembre de 2013	46,621	46	52	191	1,427	48,337

- (a) Al 31 de diciembre de 2014, los trabajos en curso incluyen: (i) trabajos de ampliación del sistema de despresurización de emergencia y diseño del sistema Blow Down y Flare en la planta de procesamiento de gas por US\$626, (ii) trabajado de implementación del sistema SCA en la planta de procesamiento de gas por US\$785 y (iii) trabajos de control de erosión en los ductos de gas por US\$601.
- (b) El cargo por depreciación de inversiones de gas por el ejercicio 2014 de US\$3,340 (US\$2,559 en 2013) se presenta en el rubro costo de ventas del estado consolidado de resultados y otros resultados integrales (Nota 18).
- (c) La Gerencia de la Compañía considera que no hay situaciones que indiquen que existe un deterioro en el valor de las Inversiones de Gas.
- (d) La Compañía no tiene compromisos para la adquisición de Inversiones de Gas.
- (e) De acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia de la Compañía, al 31 de diciembre de 2014 y 2013 la Compañía ha contratado pólizas corporativas de seguros contra huelgas, conmoción civil, daño malicioso, vandalismo, todo riesgo que le permiten asegurar sus principales activos fijos y también los activos fijos de sus Subsidiarias. En opinión de la Gerencia, las pólizas de seguro corporativa contratadas están de acuerdo con el estándar utilizado por empresas equivalentes del sector y cubren adecuadamente el riesgo de eventuales pérdidas por cualquier siniestro que pudiera ocurrir, considerando el tipo de activos que posee la Compañía.

11. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPOS (NETO)

El movimiento en el costo y depreciación acumulada de propiedad, planta y equipos durante 2014 y 2013 fue como sigue:

	<u>Terrenos</u>	<u>Edificios y otras construc- ciones</u>	<u>Maquinaria y equipo</u>	<u>Unidades de transporte</u>	<u>Muebles y enseres</u>	<u>Equipos diversos</u>	<u>Trabajos en curso</u>	<u>Unidades por recibir</u>	<u>Total</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
COSTO:									
Al 1 de enero de 2013	218	3,437	162,817	52	429	853	5	3,022	170,833
Adiciones	-	-	-	-	-	-	-	7,709	7,709
Transferencias	-	136	49	-	21	-	9	(206)	9
Al 31 de diciembre de 2013	218	3,573	162,866	52	450	853	14	10,525	178,551
Adiciones	-	-	-	-	-	-	2	4,296	4,298
Transferencias	-	216	13,892	-	-	5	(11)	(14,108)	(6)
Al 31 de diciembre de 2014	218	3,789	176,758	52	450	858	5	713	182,843
DEPRECIACION ACUMULADA:									
Al 1 de enero de 2013	-	941	74,329	52	322	341	-	-	75,985
Adiciones	-	113	5,909	-	20	72	-	-	6,114
Al 31 de diciembre de 2013	-	1,054	80,238	52	342	413	-	-	82,099
Adiciones	-	115	6,577	-	21	67	-	-	6,780
Al 31 de diciembre de 2014	-	1,169	86,815	52	363	480	-	-	88,879
COSTO NETO:									
Al 31 de diciembre de 2014	218	2,620	89,943	-	87	378	5	713	93,964
Al 31 de diciembre de 2013	218	2,519	82,628	-	108	440	14	10,525	96,452

- (a) Trabajos en curso incluía: (i) repuestos importantes que se esperan utilizar durante mas un periodo y que están relacionados con el reacondicionamiento de las turbinas por US\$4,737, (ii) servicio de terceros por las mejoras de la planta térmica por US\$3,867, los cuales fueron capitalizados en 2014.
- (b) El cargo por depreciación de propiedades, planta y equipos por el ejercicio 2014 de US\$6,780 (US\$6,114 en 2013) está incluida en el rubro de costo de ventas del estado consolidado de resultados y otros resultados integrales (Nota 18).
- (c) La Gerencia de las Subsidiarias Termoselva y Eteselva consideran que no hay situaciones que indiquen que existe un deterioro en el valor de las propiedades, plantas y equipos.
- (d) De acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia, al 31 de diciembre de 2013 y 2013 la Compañía ha contratado pólizas corporativas de seguros contra huelgas, conmoción civil, daño malicioso, vandalismo, todo riesgo que le permiten asegurar sus inversiones de gas (Nota 10) y también las propiedades, plantas y equipos de sus Subsidiarias. En opinión de la Gerencia, las pólizas corporativas de seguro contratadas están de acuerdo con el estándar utilizado por empresas equivalentes del sector y cubren adecuadamente el riesgo de eventuales pérdidas por cualquier siniestro que pudiera ocurrir, considerando el tipo de activos que poseen las Subsidiarias.
- (e) Las subsidiarias Termoselva y Eteselva no tienen compromisos para la adquisición de propiedades, planta y equipo.

12. PRESTAMOS

En noviembre de 2011, la Compañía y Subsidiarias obtuvieron un préstamo con Citibank Perú (en adelante, el Banco) de US\$15,895 con el propósito de cancelar la primera, segunda y tercera emisión de los bonos de titulización. Dicho préstamo devengaba intereses a LIBOR más 1.75% y tuvo vencimiento en marzo 2012. En marzo de 2012, la Gerencia de la Compañía y Subsidiarias firmaron un nuevo contrato de financiamiento con el Banco cambiando el vencimiento original de corto plazo a 5 años, siendo el vencimiento trimestral con respecto al interés y el principal será pagado el 27 de marzo de 2017 y la tasa de interés variable a una tasa interés fija anual de 4.65%.

En noviembre de 2014, la Compañía firmó la primera adenda con el Banco por la modificación de la tasa de interés anual de 4.65% a 4.30%, todas las demás obligaciones se mantienen sin modificaciones.

El préstamo constituye una obligación directa, incondicional, no subordinadas y sin garantía de la Compañía y Subsidiarias, teniendo la prioridad de pago sobre las demás préstamos con igualdad de condiciones excepto de aquellas obligaciones cuya preferencia es determinada por ley.

La Compañía y sus Subsidiarias, cada uno en su calidad de Garantes, garantizan incondicionalmente el pago puntual a su vencimiento de las obligaciones contraídas con el Banco por cada una de ellas, asumiendo tanto el rol de deudor principal, y el rol de garante en forma cruzada. En caso de que una de las Compañías deje de pagar cualquier obligación a su vencimiento, las otras Compañías solidariamente pagarán dicha obligación. Cada uno de los Garantes entiende, acepta y confirma que, tras la ocurrencia de un evento de incumplimiento, el Banco podrá hacer valer esta garantía contra cualquiera de los garantes.

Durante el plazo de vigencia del préstamo, la Compañía y Subsidiarias estarán sujetas principalmente a las siguientes restricciones y responsabilidades:

- Para cada trimestre fiscal, mantener una deuda financiera entre el EBITDA no mayor de 2.
- Mantener un ratio de cobertura de servicio de deuda no menor que (i) para cada trimestre fiscal que termina en el periodo comprendido entre la fecha de desembolso hasta la cuota 15 inclusive de 1.5, y (ii) para cada trimestre fiscal posterior de 0.7.
- Abstenerse de otorgar garantías reales y/o gravámenes sobre sus propiedades actuales o adquiridas en el futuro, ni ceder derechos de flujos de caja; con excepción de gravámenes existentes antes de la fecha de vigencia del préstamo, o gravámenes sobre ciertos activos que se hayan otorgado en el curso ordinario del negocio y en consistencia con la práctica habitual de la Compañía y Subsidiarias que no exceda en ningún momento el importe de US\$10,000.
- Abstenerse de incurrir en nueva deuda, en caso la Compañía y Subsidiarias se encuentren en el incumplimiento de sus obligaciones contractuales con el Banco.
- Fusión o consolidación, a menos que la Compañía y Subsidiarias sean las absorbentes o la fusión sea entre entidades relacionadas.
- Vender, arrendar, transferir o disponer cualquier activo o conceder cualquier opción o cualquier otro derecho de adquirir, arrendar o adquirir cualquier activo excepto (i) la venta de inventarios en el curso normal de sus negocios, (ii) la venta de otros bienes no utilizados o útiles en la actividad económica de los prestatarios, (iii) las transferencias o disposiciones de propiedad con un valor razonable que no exceda en un periodo el 25% del patrimonio consolidado de la Compañía y Subsidiarias al final de su último año fiscal.
- Abstenerse de distribuir dividendos u otra distribución de activos, en caso la Compañía y Subsidiarias se encuentren en insolvencia.

En opinión de la Gerencia, las cláusulas restrictivas y las responsabilidades a las que la Compañía y Subsidiarias se encuentran obligadas se vienen cumpliendo adecuadamente al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

13. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Las cuentas por pagar comerciales, se componen de lo siguiente:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	US\$000	US\$000
Facturas (a)	3,332	5,277
Energía y potencia comprada no facturada (b)	2,628	5,348
Entidades relacionadas (Nota 8)	433	309
Total	<u>6,393</u>	<u>10,934</u>

- (a) Las cuentas por pagar comerciales están denominadas en dólares estadounidenses, son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

- (b) Corresponde a la compra de energía entregada y no facturada del mes de diciembre. La energía comprada y no facturada al 31 de diciembre de 2014 y 2013 fue facturada en enero de 2015 y 2014, respectivamente, sin cambios significativos.

Las cuentas por pagar comerciales están denominadas principalmente en dólares estadounidenses, son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

14. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Las otras cuentas por pagar, se componen de lo siguiente:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Impuesto general a las ventas	537	956
OSINERGMIN	158	155
Depósito en garantía	20	-
Otros tributos	13	47
Diversas	606	414
Total	<u>1,334</u>	<u>1,572</u>

Las otras cuentas por pagar están denominadas principalmente en nuevos soles y son de vencimiento corriente.

15. INGRESO DIFERIDO

En diciembre de 1999, la Principal firmó con Compañía Minera Antamina S.A. (en adelante, Antamina) un Acuerdo de Interconexión por US\$3,092. Posteriormente, como parte de la reorganización simple llevada a cabo por la Principal, en mayo de 2001, cedió a la Compañía los derechos y obligaciones derivadas de este acuerdo.

En virtud del Acuerdo de Interconexión, Antamina recibe en uso la línea de interconexión con la sub-estación Vizcarra, por un período de 20 años contados a partir del 1 de enero de 2000. En contraprestación, Antamina entrega en propiedad, las obras de interconexión eléctrica de la sub-estación Huallanca, construidas por ésta, la misma que será devuelta por la Compañía al culminar el plazo del contrato.

El costo de los activos recibidos, así como los ingresos futuros por la cesión en uso a Antamina fueron reconocidos inicialmente como activos fijos e ingresos diferidos, respectivamente. Los activos fijos se registraron al costo y se deprecian siguiendo el método de línea recta en un periodo de 20 años. El ingreso diferido se reconoce como ingresos por transmisión de energía eléctrica en el estado de resultados integrales, sobre la base de línea recta en un período de 20 años.

16. PATRIMONIO

(a) Capital social emitido

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el capital social emitido está representado por 1,889,286 participaciones de S/.240 (equivalente a US\$76.83) de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la estructura de participación accionaria de la Compañía fue como sigue:

Socios	Participaciones N°	Participación %
Aguaytía Energy LLC	1,836,836	97%
Perú Energy Holdings LLC	52,450	3%
Total	1,889,286	100%

(b) Resultados acumulados

De acuerdo con lo señalado por el D. Legislativo N° 945 del 23 de diciembre de 2003, que modificó la Ley del Impuesto a las ganancias, las personas jurídicas domiciliadas que acuerden la distribución de dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades, retendrán el 4.1% del monto a distribuir, excepto cuando la distribución se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

No existen restricciones para la remesa de dividendos ni para la repatriación del capital a los inversionistas extranjeros.

Distribución de dividendos

La Junta Obligatoria Anual de Socios del 1 de abril de 2014 y 16 de agosto de 2013 acordó distribuir dividendos por US\$13,800 y US\$22,000, respectivamente, el cual fue pagado en 2014 y 2013, respectivamente (Nota 8).

17. VENTA DE BIENES Y SERVICIOS

Por los años terminados el 31 de diciembre, las ventas de bienes y servicios incluyen los siguientes conceptos:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Venta de energía eléctrica	57,126	68,268
Gasolina natural	30,928	35,132
Venta de potencia	25,236	26,802
GLP	21,221	22,111
Transmisión de energía	7,588	6,034
Compensaciones COES	138	1,234
Total	<u>142,237</u>	<u>159,581</u>

18. COSTO DE VENTAS

Por los años terminados el 31 de diciembre, el costo de ventas incluyen los siguientes conceptos:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Regalías (Nota 1)	44,024	49,766
Servicios de línea de transmisión con terceros	13,756	12,812
Servicios de terceros	6,132	6,601
Compra de energía y peajes	15,156	27,480
Gastos de operación y mantenimiento con entidades relacionadas (Notas 1 y 8)	5,769	5,136
Gastos de operación y mantenimiento con terceros (Nota 1)	1,072	1,306
Cargas diversas de gestión	2,652	3,011
Estimaciones del ejercicio:		
Depreciación (Notas 10 y 11)	10,120	8,673
Desvalorización de inventarios (Nota 9)	87	(54)
Total	<u>98,768</u>	<u>114,731</u>

19. GASTOS GENERALES Y ADMINISTRATIVOS

Por los años terminados el 31 de diciembre, los gastos generales y administrativos incluyen los siguientes conceptos:

	<u>2014</u> US\$000	<u>2013</u> US\$000
Servicios prestados por entidades relacionadas (Nota 8)	4,926	4,599
Servicios prestados por terceros	1,615	903
Cargas diversas de gestión	2,151	1,967
Estimación del ejercicio: (Recupero) estimación de deterioro de cuentas por cobrar (Nota 6)	<u>(184)</u>	<u>233</u>
Total	<u><u>8,508</u></u>	<u><u>7,702</u></u>

20. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

(a) Régimen tributario del impuesto a las ganancias

Actividades de explotación y procesamiento de gas

Tal como se describe en la Nota 1, las actividades de explotación y procesamiento de gas están sujetos al régimen tributario vigente al 30 de marzo de 1994 en virtud del Convenio de Estabilidad Jurídica que mantiene la Compañía. La tasa de impuesto a las ganancias aplicable a la Compañía a la fecha de firma del Convenio es de 30% y que tendrá vigencia durante el plazo del Contrato de Licencia que también se menciona en la Nota 1. En opinión de la Gerencia de la Compañía y de sus asesores legales, mientras el Convenio se encuentre vigente, no es aplicable a la Compañía ningún cambio ocurrido en la legislación tributaria, después de la fecha de suscripción del Convenio, para la determinación del impuesto a las ganancias.

Actividades de generación y transmisión de energía eléctrica

Las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica realizados por Termoselva y Eteselva, respectivamente están sujetas al régimen tributario general, cuyos principales aspectos se detallan a continuación:

(i) Tasas del impuesto

Al 31 de diciembre de 2014, la tasa de impuesto a las ganancias de las personas jurídicas domiciliadas en Perú es de 30%. Desde el 1 de enero de 2015 entrará en vigencia la Ley que Promueve la Reactivación de la Economía, mediante la cual se modifica gradualmente la tasa de impuesto a las ganancias aplicables. Ver acápite (iii).

Al 31 de diciembre de 2014, las personas jurídicas domiciliadas en Perú se encuentran sujetas a una tasa adicional de 4.1%, sobre toda suma que pueda considerarse una disposición indirecta de ganancias, que incluyen sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados; esto es, gastos susceptibles de haber beneficiado a los Socios, participes, entre otros; gastos

particulares ajenos al negocio; gastos de cargo de Socios, partícipes, entre otros, que son asumidos por la persona jurídica.

(ii) Precios de transferencia

Para propósitos de determinación del Impuesto a la Ganancia y del Impuesto General a las Ventas en Perú, las personas jurídicas que realicen transacciones con entidades relacionadas o con sujetos residentes en territorios de baja o nula imposición, deberán: (a) presentar una declaración jurada anual informativa de las transacciones que realicen con las referidas empresas, cuando el monto de estas transacciones resulte mayor a S/.200 (equivalentes a US\$67) y (b) contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia, además de la documentación sustentatoria de este Estudio, cuando el monto de sus ingresos devengados superen los S/.6,000 (equivalentes a US\$2,007) y hubieran efectuado transacciones con entidades relacionadas en un monto superior a S/.1,000 (equivalentes a US\$335).

Ambas obligaciones son exigibles en el caso de que se hubiera realizado al menos una transacción desde, hacia, o a través de países de baja o nula imposición.

La Compañía y Subsidiarias cuenta con el Estudio Técnico de Precios de Transferencia correspondiente al 2013, y están realizando el respectivo estudio por el año 2014.

En opinión de la Gerencia, no resultarán pasivos de importancia para los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, en relación a los precios de transferencia.

(iii) Modificaciones significativas al régimen de impuesto a las ganancias en Perú

A continuación un resumen de las modificaciones más importantes efectuadas por la Administración Tributaria durante el año terminado el 31 de diciembre de 2014:

Con fecha 31 de diciembre de 2014 el Congreso de la República promulgó, en el ámbito de la Ley que Promueve la Reactivación de la Economía, la modificación del Texto Único Ordenado de la Ley de Impuesto sobre la Renta.

Entre otros asuntos, la Ley modifica el impuesto a cargo de perceptores de rentas de tercera categoría domiciliadas en el país sobre su renta neta, con tasas de 28% para los años 2015 y 2016, 27% para los años 2017 y 2018, y 26% para los años 2019 en adelante. También modifica el impuesto a las personas jurídicas no domiciliadas en el país para dividendos y otras formas de distribución de utilidades recibidas de las personas jurídicas indicadas en el artículo 14, con tasas de 6.8% para los años 2015 y 2016, 8% para los años 2017 y 2018, y 9.3% para los años 2019 en adelante.

Los efectos de estas modificaciones antes indicadas sobre los estados financieros consolidados del año 2014, dieron como resultado en la determinación de los impuestos a las ganancias diferido de Eteselva una disminución en el gasto y pasivo de impuesto a las ganancias diferido de US\$339 (Nota 21).

(iv) Situación tributaria

La situación de la Compañía y de cada subsidiaria se describe a continuación:

Aguaytia

Las declaraciones juradas del impuesto a las ganancias de los años 2010, 2012, 2013 y la que será presentada por el ejercicio 2014, están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la declaración jurada de impuesto a las ganancias.

El 29 de enero de 2014, la administración tributaria envió un requerimiento inicial para la revisión del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2011. A la fecha de este informe la revisión de la administración tributaria se encuentra en proceso.

La declaración jurada del impuesto a las ganancias del año 2009, fue fiscalizado por la administración tributaria, el cual emitió una resolución de multa y fue pagada por la Compañía en el 2012. Actualmente se encuentra en apelación ante el tribunal fiscal. En opinión de la Gerencia de la Compañía y sus asesores legales, consideran que cuentan con los argumentos legales para obtener un resultado favorable.

Termoselva

Las declaraciones juradas del impuesto a las ganancias de los años 2010, 2013 y la que será presentada por el ejercicio 2014, están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la declaración jurada de impuesto a las ganancias.

El 7 de abril de 2014, la administración tributaria inicio la revisión del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2012. A la fecha de este informe la revisión de la administración tributaria se encuentra en proceso.

La declaración jurada del impuesto a las ganancias del año 2011, fue fiscalizado por la administración tributaria durante el 2013, el cual emitió una resolución de multa y fue pagada por la Compañía. Actualmente se encuentra en apelación ante el tribunal fiscal. En opinión de la Gerencia de la Compañía y sus asesores legales, consideran que cuentan con los argumentos legales para obtener un resultado favorable.

La declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2009, fue fiscalizada por la administración tributaria, la cual emitió una resolución de determinación y multa por S/.3,120 (equivalente a US\$1,223) en 2012 que fue reclamada por la Compañía. Actualmente este proceso se encuentra en apelación ante el tribunal fiscal. En opinión de la Gerencia de la Compañía y sus asesores legales, se espera obtener un resultado favorable.

Eteselva

Las declaraciones juradas del impuesto a las ganancias de los años 2010 a 2013 y la que será presentada por el ejercicio 2014, están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la declaración jurada de impuesto a las ganancias.

Debido a las posibles interpretaciones que las autoridades tributarias pueden dar a las normas legales aplicables en cada año, a la fecha, no es posible determinar si de las revisiones que se realicen resultarán o no pasivos para la Compañía y Subsidiarias, por lo que cualquier eventual mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de las revisiones fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que estos se determinen. En opinión de la Gerencia cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Impuesto Temporal a los Activos Netos

Grava a los generadores de tercera categoría sujetos al régimen general de impuesto a las ganancias. A partir del año 2009, la tasa de impuesto es de 0.4% aplicable al monto de los activos netos que excedan S/.1 millón.

El monto efectivamente pagado podrá utilizarse como crédito contra los pagos a cuenta del régimen general del impuesto a las ganancias o contra el pago de regularizaciones del impuesto a las ganancias del ejercicio gravable al que corresponda.

(b) El gasto por impuesto a las ganancias comprende:

	<u>2014</u> <u>US\$000</u>	<u>2013</u> <u>US\$000</u>
Impuesto a las ganancias corriente	10,837	10,804
Impuesto a las ganancias diferido - gasto	<u>3,267</u>	<u>3,910</u>
Total	<u><u>14,104</u></u>	<u><u>14,714</u></u>

El gasto por impuesto a las ganancias corriente corresponde al impuesto por pagar, calculado aplicando una tasa de 30% sobre las ganancias gravable.

- (c) Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, la tasa efectiva del gasto de impuesto a las ganancias difiere de la tasa fiscal aplicable a la ganancia antes de impuesto. La naturaleza de esta diferencia se debe a ciertas partidas relacionadas con la determinación de la renta fiscal, cuyos efectos sobre la tasa fiscal aplicable se resumen a continuación (en porcentajes sobre las ganancias antes de impuesto):

	2014		2013	
	Importe	Porcentaje	Importe	Porcentaje
	US\$000	%	US\$000	%
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	37,410	100.00	38,132	100.00
Impuesto a las ganancias calculada según tasa tributaria	11,223	30.00	11,440	30.00
Efecto tributario sobre adiciones y deducciones:				
Ingresos no deducibles	(617)	(1.65)	(1,280)	(3.36)
Efecto originado por diferencia entre moneda funcional y moneda para fines tributarios	2,762	7.38	4,123	10.81
Efecto por cambio de tasa	(339)	(0.91)	-	-
Otros ajustes	1,075	2.87	431	1.13
Impuesto a la ganancias corriente y diferido según tasa efectiva	<u>14,104</u>	<u>37.70</u>	<u>14,714</u>	<u>38.59</u>

- (d) La Compañía y Subsidiarias mantienen saldos acreedores y deudores con la Administración Tributaria por US\$1,371 y US\$855 al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.

21. PASIVOS (ACTIVOS) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS DIFERIDO

El movimiento en el pasivo (activo) neto por impuesto a las ganancias diferido, y la descripción de las diferencias temporarias que le dieron origen, son como sigue:

<u>Diferencias temporarias</u>	Saldos al 1 de enero de 2013	Resultados del ejercicio	Saldos al 31 de diciembre de 2013	Resultados del ejercicio	Efecto por cambio de tasa	Saldos al 31 de diciembre de 2014
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000 (Nota 20)	US\$000
Activo diferido:						
Diferencia en bases y tasas de depreciación de propiedades, planta y equipo	6,024	(4,029)	1,995	(1,995)	-	-
Estimación para desvalorización de inventario	274	(31)	243	(45)	-	198
Estimación para deterioro de cuentas por cobrar	157	56	213	(77)	-	136
Provisión para retiros de activos	21	(2)	19	3	-	22
Otras diferencias temporarias	332	(61)	271	(200)	(1)	70
Total	<u>6,808</u>	<u>(4,067)</u>	<u>2,741</u>	<u>(2,314)</u>	<u>(1)</u>	<u>426</u>
Pasivo diferido:						
Diferencia en bases y tasas de depreciación de propiedades, planta y equipo	-	-	-	(847)	(338)	(1,185)
Total	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(847)</u>	<u>(338)</u>	<u>(1,185)</u>
(Pasivo) activo diferido (neto)	<u>6,808</u>	<u>(4,067)</u>	<u>2,741</u>	<u>(3,161)</u>	<u>(339)</u>	<u>(759)</u>

La variación del año 2014 del activo por impuesto a las ganancias diferidos ascendente a US\$3,500 (US\$4,067 en 2013), se reconoce en los resultados del ejercicio y se presenta en el rubro de diferencia en cambio neto por US\$233 (US\$157 en 2013) y un gasto por impuesto a las ganancias por US\$3,267 (US\$3,910 en 2013).

22. CONTINGENCIAS

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Compañía mantiene las siguientes contingencias:

- La Compañía mantiene un proceso administrativo sancionador con OSINERGMIN iniciado en 2010 por supuestas infracciones al Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos y al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (SCADA). OSINERMIN sancionó a la Compañía con 4 multas que en total ascienden a 6,474 UIT (equivalente a US\$8,339 (US\$7,725 en 2013)), sin embargo mediante Resolución de Gerencia General de OSINERGMIN N° 007874 el Tribunal de Apelación de Sanciones en Temas de Energía y Minería (TASTEM) declaró la nulidad de dicha resolución.

A la fecha de emisión de los estados financieros consolidados, la Compañía se encuentra a la espera de la emisión de la instancia administrativa con el re-cálculo de la multa. Adicionalmente la Compañía mantiene un proceso contencioso administrativo por el cual viene discutiendo en la vía judicial los argumentos de fondo de la imposición de multa.

La Gerencia y sus asesores legales consideran que no pueden cuantificar la multa que les sería aplicada, toda vez que el TASTEM declaró la nulidad de la resolución de la determinación del cálculo de multa.

- A la fecha de emisión de los estados financieros consolidados, la Compañía tiene un procedimiento administrativo sancionador iniciado por la Autoridad Local del Agua – Pucallpa, relacionado con el supuesto incumplimiento de efectuar vertimientos de aguas residuales provenientes del campamento de la Planta Gas a la Quebrada Lagarto, supuestamente sin autorización de la Autoridad Nacional del Agua. La Compañía ha presentado los descargos correspondientes y se encuentra a la espera que la Autoridad Administrativa del Agua– Ucayali emita su decisión en primera instancia. El monto de la multa correspondiente aún no se puede determinar ya que de comprobarse el incumplimiento la sanción se graduaría en el rango de 0.5 a 10,000 UIT (equivalente al rango de US\$1 a US\$12,881). La Gerencia de la Compañía y sus asesores legales consideran que no puede determinarse el importe de la contingencia.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Gerencia considera que la Compañía viene operando en cumplimiento con las regulaciones ambientales vigentes; por lo tanto, no es necesario registrar un pasivo por este concepto.

23. COMPROMISOS Y GARANTIAS

Venta de energía

Al 31 de diciembre de 2014, los principales compromisos de venta de energía a cargo de Termoselva, son como sigue:

<u>Cientes</u>	<u>Potencia Contratada (kw)</u>	<u>Fecha de Inicio de Contrato</u>	<u>Fecha de Término de Contrato</u>
Regulados	De 74 a 103,233	Entre 2013 y 2014	Entre 2023 y 2024
Libre	De 1,000 a 10,000	Entre 2004 y 2014	Entre 2014 y 2017

Garantía

La Compañía y sus Subsidiarias, cada uno en su calidad de Garantes, garantizan incondicionalmente el pago puntual a su vencimiento de las obligaciones contraídas con el Banco (Nota 12) por cada una de ellas, asumiendo tanto el rol de deudor principal, y el rol de garante en forma cruzada. En caso de que una de las Compañías deje de pagar cualquier obligación a su vencimiento, las otras Compañías solidariamente pagarán dicha obligación. Cada uno de los Garantes entiende, acepta y confirma que, tras la ocurrencia de un evento de incumplimiento, el Banco podrá hacer valer esta garantía contra cualquiera de los garantes.

24. MEDIO AMBIENTE

La Compañía y Subsidiarias cuentan con un Estudio de Impacto Ambiental del Lote 31- C, aprobado mediante oficio N° 248-95-EM/DGH de fecha de agosto de 1995. De acuerdo a lo establecido por el Decreto Supremo 015-2006-EM, Reglamento para la protección Ambiental en las actividades de Hidrocarburos y Decreto Supremo 029-94-EM, Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Compañía y Subsidiarias presentan anualmente un informe del ejercicio anterior, suscrito por un Auditor Ambiental, reportando el cumplimiento de la legislación ambiental vigente, recomendaciones del EIA y del PMA si lo hubiera, así como un informe consolidado de los controles efectuados a sus emisiones y/o vertimientos de residuos.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Gerencia considera que la Compañía y Subsidiarias viene operando en cumplimiento con las regulaciones ambientales vigentes; por lo tanto, no es necesario registrar un pasivo por este concepto.

25. HECHOS POSTERIORES

No se tienen conocimiento de hechos posteriores ocurridos entre la fecha de cierre de estos estados financieros consolidados y la fecha de emisión de los estados financieros consolidados, que puedan afectarlos significativamente.