



MEMORIA ANUAL 2014

MEMORIA ANUAL 2014

Mayor

empresa de generación eléctrica
en capacidad instalada del Perú.

1,860 MW

de capacidad instalada en
operación.

2,100 USD

millones de inversión total entre
1997-2017.



Memoria Anual 2014

Declaración de responsabilidad

El presente documento contiene información veraz y suficiente respecto al desarrollo del negocio de EnerSur S.A. durante el año 2014. Sin perjuicio de la responsabilidad que compete al emisor, los firmantes se hacen responsables por su contenido conforme a los dispositivos legales aplicables.

Lima, 16 de marzo del 2015

Michel Gantois
Gerente General

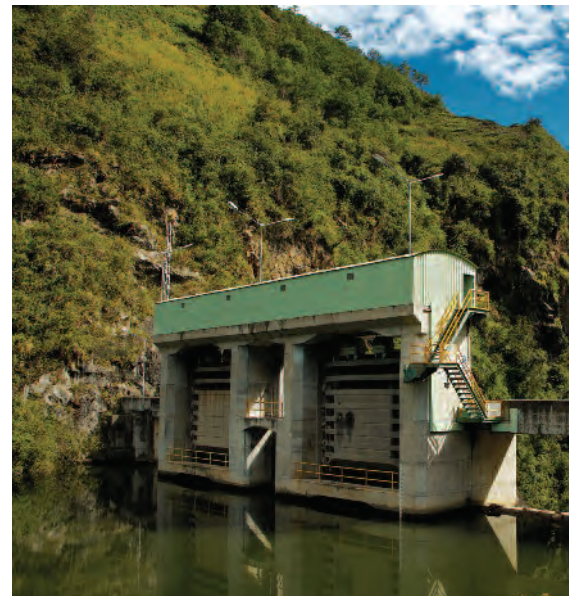
Eduardo Milligan Wenzel
Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano

Contenido

Carta del Presidente del Directorio
Carta del Gerente General
Estadísticas

1 Información general

- 1.1 Datos generales de EnerSur
- 1.2 Reseña histórica y aspectos generales
- 1.3 Directores titulares y alternos





2 Manejo del negocio

- 2.1 Sector eléctrico
- 2.2 Gestión comercial
- 2.3 Instalaciones de la empresa
- 2.4 Principales inversiones de la empresa
- 2.5 Procesos legales, judiciales, administrativos o arbitrales

3 Información corporativa

- 3.1 Capital humano
- 3.2 Business quality
- 3.3 Gestión de calidad
- 3.4 Gestión ambiental
- 3.5 Gestión de seguridad y salud ocupacional
- 3.6 Gestión social: Creciendo Juntos
- 3.7 Premios y reconocimientos

4 Información financiera

- 4.1 Gestión financiera
- 4.2 Financiamiento y endeudamiento
- 4.3 Dividendos
- 4.4 Acciones comunes de EnerSur
- 4.5 Bonos corporativos de EnerSur
- 4.6 Responsables de la elaboración y la revisión de la información financiera

Anexos

- A Estados financieros auditados
- B Buen gobierno corporativo



Nuestro compromiso es trabajar por el desarrollo del Perú y el beneficio de sus accionistas

A nuestros accionistas:

Es un placer poder saludarlos en esta oportunidad en la que presentamos el balance de EnerSur en el 2014, un año de importantes logros para nuestra compañía.

En el panorama económico nacional, el 2014 fue un año en el que se sintieron los efectos de la crisis global. El crecimiento económico alcanzó el 2.4 por ciento del producto bruto interno, inferior al 5.5 por ciento previsto al inicio del periodo. Sin embargo, en el marco de un panorama mundial en el que aún muchas naciones –en su mayor parte de Europa– continúan administrando una recesión, el Banco Central de Reserva prevé para el 2015 una expansión del 4.8 por ciento. La inversión privada debe jugar un rol preponderante para que esto ocurra.

Desde su conformación, EnerSur entendió que uno de sus objetivos más importantes como empresa es acompañar el desarrollo económico del país a través de su contribución en el sector eléctrico. En el 2014, la producción total de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) fue de 41,796 GWh, de los que EnerSur contribuyó con aproximadamente 7,098 GWh. Es decir, se alcanzó una participación de mercado del 17 por ciento del total. Esto representa aproximadamente 2.44 puntos porcentuales

menos que en el 2013, debido principalmente al ingreso de nuevas centrales de generación eficientes al SEIN. EnerSur se mantiene como la segunda empresa privada de generación eléctrica en producción de energía del Perú. En términos de capacidad instalada, con la entrada de la Central Termoeléctrica Reserva Fría Ilo31 en el 2013, ocupamos el primer lugar en el SEIN.

En ese contexto, al cierre del 2014 las ventas netas registradas por EnerSur alcanzaron los USD 618.9 millones, lo que significa un incremento de 1.5 por ciento con respecto al año anterior. Cabe señalar que las ventas por potencia y energía a clientes regulados se incrementaron en aproximadamente un 10 por ciento con respecto al 2013 ya que entraron en vigencia nuevos contratos de largo plazo, tanto en enero como en octubre del 2014. Finalmente, la ganancia neta obtenida por EnerSur en el 2014 suman USD 137.6 millones, una cifra 8 por ciento mayor a la lograda en el periodo anterior.

Desde el primer momento, en EnerSur nos hemos distinguido por comprometernos con los nuevos proyectos de generación para responder a la creciente demanda de energía eléctrica del país. En nuestros 17 años de operaciones hemos desarrollado diferentes proyectos de generación de energía eléctrica en el país. Entre ellos, la construcción de la Central Termoeléctrica Ilo21, la adjudicación



“

Al cierre del 2014 la ganancia neta obtenida por EnerSur alcanzó los USD 137.6 millones, una cifra 8 por ciento mayor a la lograda en el periodo anterior.

”

de la concesión en usufructo de la Central Hidroeléctrica Yuncán, la instalación de tres turbinas y conversión a ciclo combinado de la Central Termoeléctrica ChilcaUno y la puesta en marcha de la reserva fría Central Termoeléctrica Ilo31. Con ello, hemos alcanzado al 31 de diciembre del 2014 una capacidad nominal de 1,860 MW.

Así, en el 2014 continuamos con las obras de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, en la provincia de Huaylas, Áncash, de 112 MW de potencia nominal. Su construcción culminará en el 2015. Igualmente, prosiguieron los trabajos previos al inicio de la construcción del proyecto Nodo Energético en Ilo, Moquegua, cuya licitación se ganó en el 2013, con una inversión comprometida estimada en USD 400 millones. Por último, debo mencionar que en noviembre del 2014 anunciamos la ejecución del proyecto de ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno en Chilca, Cañete, con una capacidad de 113 MW, que entrará a operar en el 2016 y que representa una inversión adicional de alrededor de USD 130 millones.

Con este cuadro de inversiones, en EnerSur podemos decir que una vez más revalidamos nuestro compromiso de largo plazo de trabajar por el desarrollo del Perú y de su sector eléctrico. Igualmente, nos reafirmamos en nuestro empeño constante por utilizar tecnología de punta y cumplir los más altos estándares internacionales, con un absoluto respeto por la conservación del medioambiente y el cumplimiento de las normas vigentes. Todo ello en beneficio nuestro, nuestros accionistas, de nuestros clientes y colaboradores y, claro está, de las poblaciones vecinas a nuestras operaciones.

Manlio Alessi Remedi
Presidente del Directorio

EnerSur reafirma su posición como un actor clave en el sector eléctrico peruano

Estimado lector:

Permítame expresarle mi saludo al presentarle la Memoria Anual 2014. Ha sido un año en el que el país enfrentó algunas dificultades para continuar con el proceso de crecimiento económico de los últimos años. Esto repercutió en la industria de la generación de electricidad, al reducirse la producción de algunos sectores industriales.

Con respecto al negocio de EnerSur, precisamos que al incrementarse la capacidad de transporte del centro al sur en 700 MW –con la entrada en operación, el 3 de mayo del 2014, de la línea de transmisión (LT) Chilca-Marcona-Ocoña-Montalvo– las centrales termoeléctricas Ilo1 e Ilo21 redujeron considerablemente su despacho en el 2014. Con el ingreso en operación de la turbina a vapor del ciclo combinado de la Central Termoeléctrica ChilcaUno en noviembre 2012 y a la declaración de un costo variable menor al del resto de unidades de Chilca, la central aumentó su producción en 4% con relación al 2013.

De otro lado, gracias a la disponibilidad de agua durante el año y una mayor descarga de los embalses estacionales fue posible mantener la producción energética en la Central Hidroeléctrica Yuncán por encima

de los 900 GWh, similar a la del 2013. EnerSur cuenta con una cartera a nivel nacional de clientes libres y regulados que a diciembre del 2014 sumaba una potencia contratada –en hora punta– de 1,291.60 MW. De dicha cifra, 314.50 MW corresponden a clientes libres y 977.11 MW a clientes regulados. Las ventas por potencia y energía a clientes regulados se incrementaron en aproximadamente 10 por ciento con respecto al 2013, al entrar en vigencia contratos de largo plazo tanto en enero como en octubre del 2014.

Las ventas a clientes libres disminuyeron en aproximadamente 12 por ciento debido, principalmente, al término de algunos contratos y, como se ha mencionado anteriormente, a la menor producción de algunos sectores industriales. Igualmente, debe tomarse en cuenta que la venta de potencia y energía en el Comité de Operaciones Económicas del Sistema (COES) tuvo una disminución con respecto al 2013 debido, mayormente, a la operación ininterrumpida de nuevas centrales eficientes.

Finalmente, las ventas a clientes regulados se incrementaron en 10 por ciento con respecto al 2013. De esta manera, si bien la producción de electricidad realizada con centrales propias disminuyó en 2014 con respecto al 2013, el adecuado balance de



contratación con clientes libres y regulados, y el año completo de operación de la Central Termoeléctrica Reserva Fría Ilo31 durante el 2014, permitió alcanzar mejores resultados a EnerSur. Así, logramos un resultado neto de 8 por ciento mayor con respecto al año anterior.

EnerSur participó, durante el 2014, en diversas negociaciones para el corto plazo, lo que resultó en contratos bilaterales con empresas distribuidoras, uno de los cuales se firmó con Edelnor para abastecer a su mercado libre con hasta 40 MW entre el 2015 y el 2016. En lo que respecta a nuestro mercado libre, se concretó un importante contrato con Votorantim Metais-Cajamarquilla S.A. para proveer, entre el 2015 y el 2017, con hasta 125 MW

a su refinería de zinc ubicada en Lima. También se suscribieron adendas para la ampliación de la vigencia de contratos con distintas empresas.

Para EnerSur, sus colaboradores son el eje central de nuestra política de prevención. Así, durante el 2014 se trabajó con ellos para mejorar su comportamiento y percepción en temas de seguridad y salud ocupacional. En virtud de ello, Rímac Seguros entregó a EnerSur, por segundo año consecutivo, el premio “Experiencia Exitosa en la Prevención de Riesgos Laborales 2013”, por su destacada labor a favor de la prevención, salud ocupacional y control de riesgos laborales.

Con miras a mantener el desarrollo del negocio y de las personas que trabajan en EnerSur, se está consolidando en la compañía el mejoramiento de la cultura organizacional alineada a las nuevas exigencias del mercado y las últimas tendencias de la gestión humana.

Finalmente, se continuó avanzando de la mano con las comunidades de las zonas donde operamos, impulsando la ejecución de programas de responsabilidad social y desarrollo sostenible.

Al concluir este balance del 2014 quiero agradecer a todos los colaboradores de EnerSur por hacer de nuestra empresa un actor clave en el sector eléctrico peruano, con altos niveles de eficiencia, fiel a nuestros valores corporativos y al compromiso que tenemos con el Perú.

Continuemos creciendo juntos.

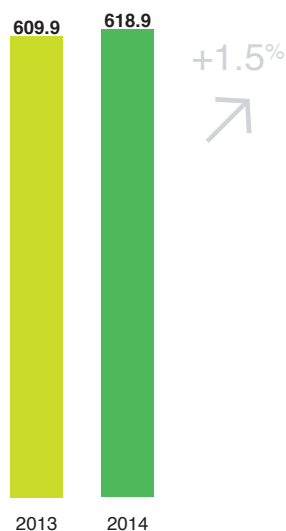
Michel Gantois
Gerente General

2014 en cifras

El 2014 fue un año en el que se sintió en el Perú los efectos de la crisis global. En ese contexto, EnerSur entiende que uno de sus objetivos más importantes como compañía es aportar al desarrollo económico del país a través de su contribución en el sector eléctrico.

Ventas netas

Al cierre del 2014, las ventas netas de energía eléctrica registradas por EnerSur fueron de USD 618.9 millones, 1.5% mayores respecto al ejercicio anterior (USD 609.9 millones).



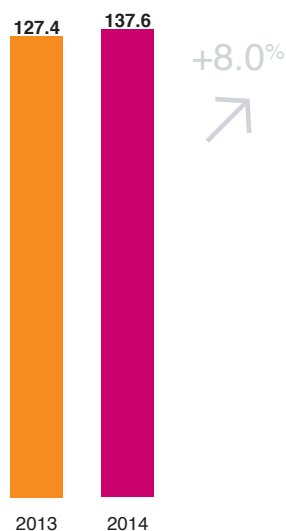
Utilidad por acción

La utilidad básica por acción común en el 2014 fue de USD 0.271, frente a USD 0.251 en el 2013.

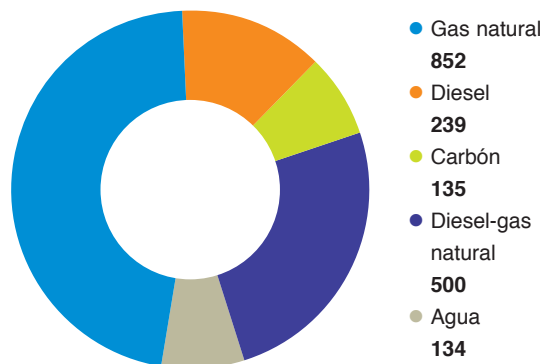


Ganancia neta

La ganancia neta del ejercicio 2014 fue de USD 137.6 millones, 8.0% mayor a la del 2013 (127.4 millones).



Capacidad instalada en operación



Capacidad nominal de 1,860 MW, al 31 de diciembre del 2014.



1 Información general





1.1 Datos generales de EnerSur

1.1.1 Objeto social

EnerSur S.A. (en adelante EnerSur) se dedica a las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con la legislación aplicable a estas actividades. Para cumplir con su objetivo, EnerSur puede participar en consorcios, *joint ventures* y cualquier otra forma de asociación empresarial permitida por la legislación peruana, así como realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas.

EnerSur opera cinco centrales de generación eléctrica, además de una subestación eléctrica. Estas son: Central Termoeléctrica Ilo1 (C.T. Ilo1), Central Termoeléctrica Ilo21 (C.T. Ilo21), Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31 (C.T. Ilo31), Central Hidroeléctrica Yuncán (C.H. Yuncán), Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado ChilcaUno (C.T. ChilcaUno) y la Subestación Moquegua.

1.1.2 Constitución

20/09/1996

Fecha de nacimiento de EnerSur, constituida mediante escritura pública y otorgada ante el Notario Público de Lima Dr. Jorge Orihuela Iberico. La primera denominación social fue Powerfin Perú S.A., cuya partida es la N° 11027095 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao.

27/02/1997

Al año siguiente, por escritura pública y bajo la firma del Notario Público de Lima Dr. Manuel Noya de la

Denominación

EnerSur S.A.

Datos de la empresa

Av. República de Panamá 3490,
San Isidro, Lima
Teléfono (511) 616-7979
Fax (511) 616-7878
<www.enersur.com.pe>

Piedra, se modifica el estatuto de la sociedad. Su nueva denominación social pasó a ser Energía del Sur S.A. y, de manera abreviada, EnerSur S.A. Desde entonces, el estatuto social de EnerSur ha pasado por modificaciones posteriores a fin de adecuarlo a la nueva Ley General de Sociedades (Ley 26877) y por haberse acordado aumentos de capital.

28/08/2007

La denominación social Energía del Sur S.A. pasa a convertirse oficialmente en EnerSur S.A. por escritura pública otorgada ante el Notario Público de Lima Dr. Ricardo Fernandini Barreda. El CIU al que pertenece es el 4010. El plazo de duración de la sociedad es indefinido.

1.1.3 Grupo económico

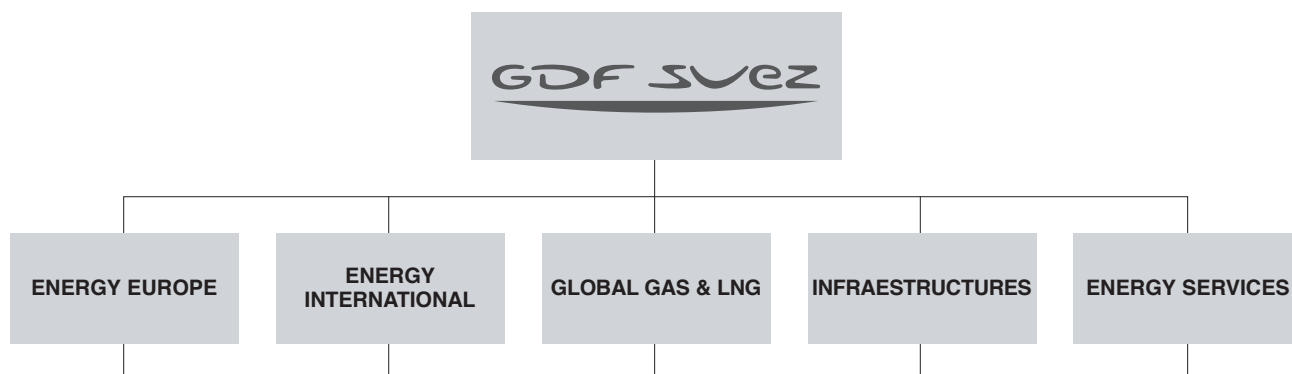
EnerSur forma parte de GDF SUEZ S.A. (“GDF SUEZ”), una sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París.

GDF SUEZ nació como consecuencia de la fusión de Suez S.A. y Gaz de France S.A., ambas de origen francés, en julio del 2008. La estructura accionaria de GDF SUEZ reúne a los accionistas que, con la excepción del Estado francés, tienen una participación en el capital de GDF SUEZ menor al 5.20%.

Desde el *upstream* hasta el *downstream*, GDF SUEZ opera en toda la cadena de valor energética, tanto en electricidad como en gas natural. Desarrolla sus actividades (energía y servicios energéticos) sobre la base de un modelo de crecimiento responsable para hacer frente a los grandes retos de satisfacer las necesidades de energía, garantizar la seguridad del suministro, luchar contra el cambio climático y maximizar el uso de los recursos.

GDF SUEZ desarrolla sus actividades a través de cinco unidades operativas de negocio, según se muestra en el gráfico 1:

Gráfico 1 Unidades operativas de GDF SUEZ

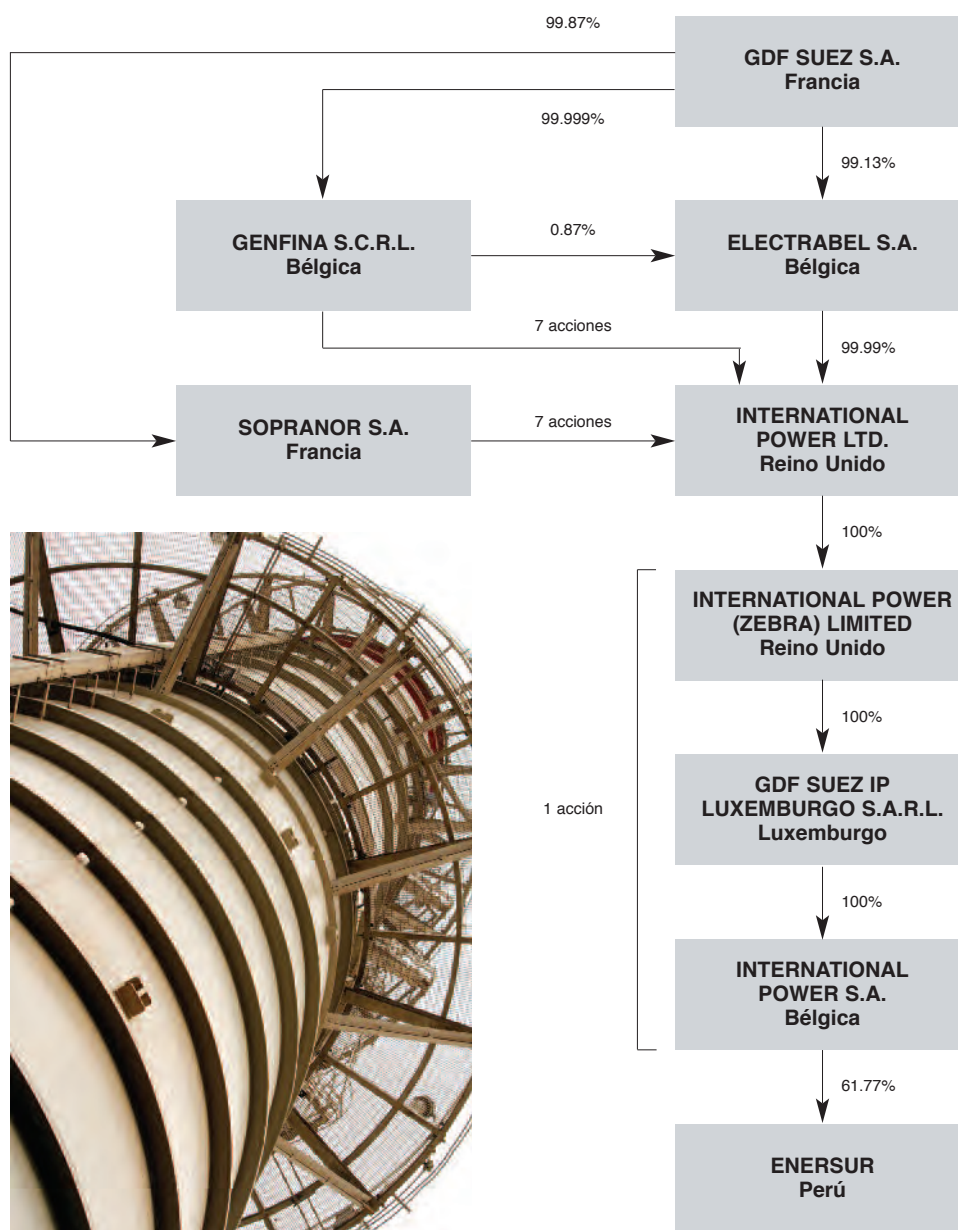


EnerSur pertenece a la unidad operativa de GDF SUEZ denominada Energy International que, a su vez, se encuentra dividida en las siguientes áreas de negocio: GDF SUEZ Energy North America, GDF SUEZ Energy Latin America, GDF SUEZ Energy UK-Turkey, GDF SUEZ Energy South Asia, Middle East & Africa (SAMEA) y GDF SUEZ Energy Asia Pacífico. EnerSur es parte del área de negocio denominada GDF SUEZ Energy Latin America.

Durante el 2012, GDF SUEZ culminó el proceso de adquisición del 100% del capital social de International Power Plc, grupo inglés que aportó importantes activos al negocio de energía (actualmente denominado International Power Ltd.).

El siguiente diagrama muestra la conformación del grupo económico y la posición de EnerSur dentro de este:

Gráfico 2 Conformación del grupo económico y posición de EnerSur



International Power S.A. (100% propiedad del Grupo GDF SUEZ) es una sociedad constituida en Bélgica y es el principal accionista de EnerSur, con el 61.77% de las acciones. El 38.23% restante es de titularidad de fondos de las administradoras de fondos de pensiones (AFP) peruanas, así como de otras personas naturales y jurídicas.

1.1.4 Capital social

El capital social de EnerSur asciende a S/. 601'370,011.00 de Nuevos Soles (en adelante, 'soles'). Este monto es producto de un aumento de capital aprobado por la Junta General de Accionistas del 18 de marzo del 2014 que se explica más adelante en este numeral.

Previamente, a través de la Junta de Accionistas de fecha 14 de febrero del 2012, se aprobó un aumento de capital mediante nuevos aportes dinerarios hasta por la suma en soles equivalente a USD 150'000,000.00, mediante el ejercicio del derecho de suscripción preferente de determinados accionistas, a través de dos (2) ruedas, más el proceso de asignación remanente. Posteriormente, en sesiones de directorio del 17 de febrero, 1 de marzo y 27 de abril del 2012, se acordaron los términos y condiciones en los que se realizaría el aumento de capital por nuevos aportes dinerarios.

Del aporte de los accionistas indicado anteriormente, además de cubrir el valor nominal de las acciones emitidas, resultó una prima de capital –la diferencia entre el valor nominal y el monto pagado por dichos accionistas– la cual fue destinada a la cuenta de capital adicional de libre disponibilidad de la Sociedad.

A través de la Junta de Accionistas de fecha 18 de marzo del 2014 se acordó la capitalización del capital adicional de

libre disponibilidad; dicho aumento de capital consta en escritura pública del 9 de abril del 2014, otorgada ante el Notario Público de Lima Dr. Ricardo Fernandini Barreda, aumentándose el capital social de la empresa de la suma de S/. 224'297,295 a la suma de S/. 601'370,011, representados por igual número de acciones con derecho a voto de un valor nominal de S/. 1.00 (uno y 00/100 soles) cada una.

Todas las acciones de EnerSur son acciones comunes con derecho a voto y se encuentran totalmente suscritas y pagadas. Además, desde el 2005 están inscritas en el Registro Público del Mercado de Valores, con lo que se abrió el accionariado al público en general.

1.1.5 Estructura y composición accionaria

El cuadro 1 presenta la participación de los accionistas en EnerSur al 31 de diciembre del 2014.

Cuadro 1 Estructura accionaria

Accionistas	Número de acciones	Porcentaje %	Nacionalidad	Grupo económico
International Power S.A.	371'478,629	61.77	Belga	GDF SUEZ
IN-FONDO 2	43'582,986	7.25	Peruana	SURA
Rímac Internacional Cia. de Seguros	30'743,698	5.11	Peruana	BRESCIA
Otros	155'564,698	25.87	Varios	
Total	601'370,011	100.00		

Cuadro 2 Composición accionaria: acciones con derecho a voto

Tenencia	Número de accionistas	Porcentaje %
Menor al 1%	565	4.05
Entre 1% y 5%	7	21.82
Entre 5% y 10%	2	12.36
Mayor al 10%	1	61.77
Total	575	100.00



Sede central en Altos del Sena, Francia.

1.1.6 Perfil del principal accionista

International Power S.A. es el principal accionista de EnerSur. Por su parte, GDF SUEZ IP Luxembourg S.A. es titular del 100% de las acciones de International Power S.A. A su vez, International Power e International Power (Zebra) Limited, empresas constituidas en el Reino Unido, son propietarias directa e indirecta, respectivamente, de GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.

Por otro lado, Electrabel S.A., accionista de

International Power Ltd., es una sociedad constituida en Bélgica que forma parte de la unidad operativa GDF SUEZ Energy International del Grupo GDF SUEZ y es titular del 99.99% del capital social de International Power Ltd. GDF SUEZ S.A., sociedad francesa, matriz del Grupo GDF SUEZ, posee la titularidad del 99.13% de Electrabel S.A.

A la par de EnerSur, GDF SUEZ participa también en GDF SUEZ Energy Perú S.A. (GSEP), otra empresa constituida en el Perú sobre la cual ejerce control efectivo. Dicha compañía también desarrolla actividades vinculadas al sector energía. Asimismo, GDF SUEZ, a través de International Power S.A., posee una participación de 8.06% en Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

Asimismo, a través de su unidad de negocios ENERGY SERVICES (Gráfico 1) el grupo también está representado en Perú por TRACTEBEL ENGINEERING (LEME ENGENHARIA SUCURSAL PERÚ), que concentra todas las actividades de ingeniería del mismo.

TRACTEBEL es una empresa con sede en Bélgica y oficinas en 21 países, con más de 100 años de experiencia en consultoría y proyectos de generación de electricidad (hidráulica, térmica y renovables), sistemas eléctricos de transmisión, recursos hídricos en general, medio ambiente y saneamiento.

1.1.7 Licencias y autorizaciones

Para el desarrollo de sus actividades y objeto social, EnerSur cuenta con diversos permisos, autorizaciones y concesiones. Los principales se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro 3 Autorizaciones y concesiones de generación

Norma legal	Fecha de publicación	Unidad de generación
Resolución Ministerial 115-97-EM/DGE Modificada por las siguientes resoluciones: Resolución Ministerial 394-97-EM/VE Resolución Ministerial 538-97-EM/VME Resolución Ministerial 571-2012-MEN/DM ⁽¹⁾ Solicitud de Modificación de la Autorización de Generación a efectos de reducir la potencia instalada de 238,89 MW a 216,89 ⁽²⁾	04/04/1997 04/10/1997 19/12/1997 18/01/2013 27/11/2014	C.T. Ilo
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME (modificada posteriormente según se detalla a continuación)	10/06/1998	C.T. Ilo21
Resolución Ministerial 395-2000-EM/VME (modifica la Resolución Ministerial 265-98-EM/VME)	17/10/2000	C.T. Ilo21
Resolución Ministerial 396-2000-EM/VME (modifica la Resolución Ministerial 265-98-EM/VME). A su vez, fue modificada por las siguientes resoluciones: Resolución Ministerial 318-2001-EM/VME Resolución Ministerial 340-2005-MEM/DM Resolución Ministerial 427-2006-MEM/DM Resolución Ministerial 608-2006-MEM/DM Resolución Ministerial 024-2008-MEM/DM Resolución Ministerial 219-2009- MEM/DM (Cuarta Unidad – Ciclo Combinado) Resolución Ministerial 179-2010-MEM/DM Solicitud de Modificación de Autorización de Generación de Energía Eléctrica (Quinta y Sexta Unidad)	17/10/2000 30/07/2001 02/09/2005 16/09/2006 07/01/2007 25/01/2008 13/05/2009 29/04/2010 15/10/2014	C.T. ChilcaUno (Primera, Segunda, Tercera, Cuarta y Quinta Unidad)
Resolución Suprema 059-2005-EM ⁽³⁾	12/10/2005	C.H. Yuncán
Resolución Suprema N° 023-2002-EM ⁽⁴⁾ Modificada por las siguientes resoluciones: Resolución Suprema N° 017-2004-EM ⁽⁵⁾ Resolución Suprema N° 005-2010-EM ⁽⁶⁾ Resolución Suprema N° 006-2014-EM ⁽⁷⁾	13/06/2002 15/03/2004 03/02/2010 26/01/2014	C.H. Quitaracsa
Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM	09/01/2012	C.T. Reserva Fría de Generación – Planta Ilo
Solicitud de Autorización de Generación – Proyecto Nodo Energético en el Sur del Perú Planta N° 2 – Región Moquegua ⁽⁸⁾	20/01/2014	Nodo Energético en el Sur del Perú Planta N° 2 – Región Moquegua

(1) Mediante Resolución Ministerial 571-2012-MEM/DM se aprobó la modificación de la autorización de generación de la C.T. Ilo, concerniente a la reducción de la capacidad instalada de 260,89 MW a 238,89 MW.

(2) Mediante Carta N° ENR-1060-2014, ingresada el 27 de noviembre del 2014, EnerSur solicitó la modificación de la Autorización de Generación en lo que respecta a la Turbina a Vapor 2, el Caldero 1 y el Caldero 2, a efectos de reducir la potencia instalada de 238,89 MW a 216,89 MW de la CT Ilo.

(3) Con fecha 9 de agosto del 2005, la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro ("Egecen") y EnerSur suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, por el cual Egecen cede a favor de EnerSur su posición contractual en el Contrato de Concesión 131-98. Esta cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado peruano mediante la Resolución Suprema 059-2005-EM del 7 de octubre del 2005.

(4) Se aprueba la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en la C.H. Quitaracsa a favor de S&Z Consultores Asociados S.A.

(5) Mediante esta Resolución Suprema de fecha el 12 de marzo del 2004 se aprobó la cesión de posición contractual suscrita entre S&Z Consultores Asociados S.A. y Empresa de Generación Eléctrica Quitaracsa S.A., por la cual la primera empresa cedió a favor de la segunda su posición en el Contrato de Concesión para el desarrollo de actividades de generación eléctrica con la C.H. Quitaracsa.

(6) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 2 de febrero del 2010, Empresa de Generación Eléctrica Quitaracsa S.A. y Enersur S.A. suscribieron un contrato de cesión de posición contractual, por el cual la primera empresa cede a favor de la segunda su posición en el contrato de concesión referido en la Resolución Suprema anterior.

(7) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 25 de enero del 2014 se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras, donde la puesta en operación comercial será en abril del 2015.

(8) EnerSur fue declarada adjudicataria del concurso "Nodo Energético en el Sur del Perú Planta N° 2 Región Moquegua" promovido por PROINVERSIÓN. En el marco del respectivo Contrato de Compromiso de Inversión suscrito el 20 de enero del 2014 entre EnerSur y el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas) se señala que EnerSur debe instalar una Central de Generación de 500 MW (+/-20%) e implementar una Línea de Transmisión de 500 kV para la conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Cuadro 4 Concesiones definitivas de transmisión

Concesiones de transmisión	Fecha de publicación	Líneas de transmisión
Resolución Suprema 132-98-EM	30/12/1998	1) C.T. Ilo21-SE ⁽⁹⁾ Moquegua (Montalvo) 2) SE Moquegua (Montalvo)-SE Botiflaca 3) SE Moquegua (Montalvo)-SE Toquepala
Resolución Suprema 019-2003-EM	27/03/2003	C.T. Ilo-SE Botiflaca-SE Moquegua
Resolución Suprema 028-2006-EM ⁽¹⁰⁾	27/05/2006	C.H. Yuncán (SE Santa Isabel)-SE Carhuamayo Nueva
Resolución Suprema 068-2006-EM, modificada por la Resolución Suprema 021-2007-EM Resolución Suprema 086-2011-EM	12/11/2006 26/05/2007 06/11/2011	SE ChilcaUno-SE Chilca 220 kV
Resolución Suprema 011-2013-EM modificada por la Resolución Suprema 091-2014-EM	02/03/2013 24/12/2014	SE Quitaracsa – SE Kiman Ayllu 220 kV
Solicitamos otorgamiento de concesión definitiva para desarrollar actividad de transmisión para la “Línea de Transmisión 500 kV SE Ilo 4 – SE Montalvo” ⁽¹¹⁾	21/11/2014	SE Ilo 4 – SE Montalvo

(9) SE: Subestación.

(10) Con fecha 27 de marzo del 2006, Egecen y EnerSur suscribieron el convenio de cesión de posición contractual, en virtud del cual Egecen cede a favor de EnerSur su posición contractual en el Contrato de Concesión 203-2002. Dicha cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado peruano mediante Resolución Suprema 0288-2006-EM del 26 de mayo del 2006.

(11) EnerSur fue declarada adjudicataria del concurso “Nodo Energético en el Sur del Perú Planta N° 2 Región Moquegua” promovido por PROINVERSIÓN. En el marco del respectivo Contrato de Compromiso de Inversión suscrito el 20 de enero del 2014 entre EnerSur y el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas) se señala que EnerSur debe instalar una Central de Generación de 500 MW (+/-20%) e implementar una Línea de Transmisión de 500 kV para la conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Cuadro 5 Servidumbres

Servidumbres	Fecha de publicación	Tipo
Resolución Ministerial 220-99-EM/VME	26/05/1999	Servidumbre de electroducto y de tránsito para la SE Moquegua, en beneficio de la concesión de transmisión de la cual es titular EnerSur.
Resolución Ministerial 733-99-EM/VME	15/01/2000	Servidumbre de electroducto, de paso y de tránsito para custodia, conservación y reparación de obras e instalaciones de la L.T. de 220 kV de la C.T. Ilo21-SE Moquegua (Montalvo) y L.T. de 138 kV SE Moquegua (Montalvo)-SE Botiflaca.
Resolución Ministerial 621-2003-MEM/DM	07/01/2004	Servidumbre de electroducto y de tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras y las instalaciones de la L.T. de 138 kV T170 (L.T. 138 kV de la C.T. Ilo -SE Botiflaca)-SE Moquegua.
Resolución Ministerial 323-2006-MEM/DM	20/07/2006	Servidumbre de electroducto de la L.T. de 220kV de la C.H. Yuncán (SE Santa Isabel)-SE Nueva Carhuamayo.
Resolución Ministerial 534-2007-MEM/DM	02/12/2007	Servidumbre de electroducto de la L.T. de 220 kV SE ChilcaUno-SE Chilca REP.

1.2 Reseña histórica y aspectos generales

EnerSur se constituyó en septiembre de 1996 bajo la denominación social de Powerfin Perú S.A. —que al año siguiente la cambió por Energía del Sur S.A. y que, de manera abreviada, derivó en EnerSur S.A.— con la meta de adquirir los activos para generación de electricidad que eran propiedad de Southern Peru Copper Corporation (SPCC) y, finalmente, conseguir la suscripción al Power Purchase Agreement (PPA). La transferencia de los activos de generación y el inicio del suministro bajo el PPA (conforme su modificación), así como los demás contratos que regulan las relaciones entre ambas empresas, entraron en vigencia en abril de 1997. En agosto del 2007 modificó su denominación social de Energía del Sur S.A. por EnerSur S.A.

Desde el inicio de sus operaciones, EnerSur ha sido subsidiaria de International Power S.A. (en ese momento, Suez-Tractebel S.A.) que fue propietaria directa e indirecta de todas las acciones con derecho a voto que representaban su capital social.

International Power S.A. tomó control total de la gestión de EnerSur hasta febrero del 2004, cuando las carteras administradas por las tres AFP existentes en ese entonces, en cumplimiento de compromisos previamente acordados, suscribieron y pagaron un aumento de capital aprobado por los accionistas de EnerSur y pasaron a ser titulares (de manera conjunta) del 21.05% de su capital social. Este proceso continuó durante el 2005 y el 24 de noviembre de ese año International Power S.A. efectuó una exitosa oferta pública de venta del 17.2% de sus acciones en la Bolsa de Valores de Lima.

El 8 de septiembre del 2009, la Junta General de Accionistas de EnerSur y la Junta General de Accionistas de Quitaracsa aprobaron la fusión de ambas empresas, lo que se tradujo en que Quitaracsa, titular de una concesión definitiva de



generación para la implementación de una central hidroeléctrica con una capacidad nominal aproximada de 112 MW en Áncash, fuera absorbida por EnerSur. Se trata de una fusión simple, ya que EnerSur era propietaria del 100% de las acciones de Quitaracsa.

Esta fusión entre EnerSur y Quitaracsa entró en vigencia el 16 de febrero del 2010 y se inscribió en los Registros Públicos el 26 de marzo de ese año.

Desde que inició sus operaciones, EnerSur no ha dudado en realizar inversiones importantes tanto en la generación como en la transmisión de electricidad. Su inversión de 2,100 millones de dólares (1997-2017) la coloca como la mayor compañía de generación eléctrica del Perú, con una capacidad instalada total de 1,860 MW. De esta manera, ha podido cubrir las necesidades particulares y los requerimientos de sus clientes, entre los que se encuentran las industrias y las empresas más importantes del país.

Las relaciones de largo plazo de EnerSur con sus clientes se sostienen, básicamente, en una

interesante oferta y las mejores condiciones del mercado. Su objetivo principal es, además de lograr un óptimo manejo de los recursos energéticos, elevar permanentemente la calidad de los servicios que brinda. Todo ello se suma a una política de respeto al medio ambiente y contribución a la mejora de la calidad de vida de la población y de las comunidades donde opera.

El 15 de noviembre del 2012, EnerSur puso en operación comercial el proyecto de conversión a Ciclo Combinado de la C.T. ChilcaUno, con lo que la central alcanza una capacidad instalada total de 852 MW, mientras que en junio del 2013 entró en operación comercial la Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31 con 500 MW.

Actualmente, EnerSur se encuentra implementando el proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa de 112 MW en Áncash. Asimismo, construirá y operará una central termoeléctrica de 600 MW en la provincial de Ilo (Moquegua) como parte del proyecto Nodo Energético en el Sur del Perú, luego de obtener la buena pro en noviembre del 2013. Esta nueva central demandará una inversión estimada de 400 millones de dólares para entrar en operación comercial en el primer trimestre del 2017. Finalmente, en el 2014, EnerSur anunció la ejecución del proyecto de ampliación de la C.T. ChilcaUno que permitirá incrementar la capacidad de la central en 113 MW.



1.2.1 Fechas importantes en la historia de EnerSur

Septiembre de 1996: Se constituye EnerSur (inicialmente Powerfin Perú S. A.).

Abril de 1997: EnerSur adquiere la C.T. Ilo1 a SPCC. Al mismo tiempo, se firma un PPA por 20 años.

Julio de 1997: Empieza a funcionar la TG1 adquirida a SPCC por aproximadamente 23 millones de dólares.

Septiembre de 1998: Entra en funcionamiento la TG2 adquirida por aproximadamente 18 millones de dólares.

Agosto del 2000: Luego de dos años, se concluye la construcción de la C.T. Ilo21 con un costo total aproximado de 225 millones de dólares.

Junio del 2001: Se produce un terremoto que deja inactiva la C.T. Ilo21 por diez meses.

Junio y julio del 2003: Se adjudica la subasta de la concesión de Egasa-Egesur pero, debido a problemas sociales, no se llega a completar.

Enero del 2004: Se obtienen las certificaciones ISO 9001:2000 (Gestión de la Calidad), ISO 14001:2001 (Gestión del Medio

Ambiente) y OHSAS 18000 (Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional).

Febrero del 2004: Se adjudica en usufructo la concesión de la C.H. Yuncán por 57.6 millones de dólares. Las AFP compran acciones de EnerSur, alcanzando el 21.05% del total del accionariado e incrementando de esta forma el capital de EnerSur en 48 millones de dólares.

Abril del 2005: EnerSur distribuye utilidades disponibles ascendentes a 33.6 millones de dólares y otorga un dividendo extraordinario de las utilidades de libre disposición equivalente a 41 millones de dólares.

Septiembre del 2005: EnerSur recibe en usufructo, por parte de Egecen, la C.H. Yuncán por un periodo de 30 años y emite el Notice to Proceed, que ordena el inicio formal de las obras de construcción de la primera unidad de la C.T. ChilcaUno.

Octubre del 2005: Se obtiene la aprobación para listar las acciones de EnerSur en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) e inscribirlas en el Registro Público del Mercado de Valores de la Superintendencia del Mercado de Valores – SMV (antes Conasev).

Noviembre del 2005: SUEZ-Tractebel S.A. efectúa una oferta pública de venta de acciones y

logra una exitosa colocación del 17.21% de las acciones comunes de su propiedad en el capital social de EnerSur en el mercado local.

Junio del 2006: El directorio de EnerSur aprueba la construcción de la segunda unidad de la C.T. ChilcaUno.

Diciembre del 2006: Entra en operación comercial la primera unidad de la C.T. ChilcaUno, la primera central de generación construida exclusivamente para utilizar el gas natural de Camisea.

Julio del 2007: Entra en operación comercial la segunda unidad de la C.T. ChilcaUno, inaugurada oficialmente en agosto del 2007, lo que llevó a incrementar la capacidad nominal de esta central a aproximadamente 360 MW.

Noviembre del 2007: Se registra el Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A. hasta por un monto de 400 millones de dólares (o su equivalente en soles). Así, se realizó la colocación de la

primera emisión, por un total de 120.7 millones de soles.

Diciembre del 2007: EnerSur se adjudica 485 MW en un proceso de licitación conducido por Luz del Sur S.A. para el mercado regulado.

Junio del 2008: Se colocan la segunda y la tercera emisiones de bonos corporativos de EnerSur S.A. por 84.105 millones de soles y 10 millones de dólares, respectivamente.

Julio del 2008: Las Juntas de Accionistas de SUEZ S.A. (empresa matriz de EnerSur) y de Gaz de France S.A. aprueban la fusión de ambas. Como resultado de esta fusión surge GDF SUEZ.

Marzo del 2009: EnerSur adquiere Quitaracsa S.A., empresa propietaria de la concesión definitiva y los derechos de agua para el proyecto hidroeléctrico Quitaracsa.

Junio del 2009: Se colocan la cuarta y la quinta emisiones de



bonos corporativos de EnerSur S.A., por 40 millones de dólares.

Agosto del 2009: Ingresa a operación comercial la tercera turbina de la C.T. ChilcaUno.

Abril del 2010: EnerSur se adjudica un total de 662 MW para ser suministrados entre los años 2014 y 2025, en la primera Licitación de Largo Plazo realizada por las empresas de distribución eléctrica.

Agosto del 2010: GDF SUEZ anuncia la suscripción de un memorándum de entendimiento (MOU) con la empresa International Power Plc para unificar sus unidades de negocios de energía. La combinación de GDF SUEZ Energy International (de la cual EnerSur forma parte) e International Power Plc dio origen a International Power GDF SUEZ, a través de un proceso de fusión que culminó a inicios del 2011.

Octubre del 2010: Se suscribe un acuerdo de suministro de potencia y energía eléctrica con la empresa Xstrata Tintaya, por 150 MW, para abastecer el proyecto minero Las Bambas.

Noviembre del 2010: EnerSur se adjudica la concesión del proyecto Reserva Fría de Generación para la construcción y operación de una central termoeléctrica de 460 MW ubicada en la ciudad de Ilo.

Diciembre del 2010: Se colocan la sexta y la séptima emisiones de bonos corporativos de EnerSur S.A., por un total de 40 millones de dólares.

Enero del 2011: EnerSur suscribe el contrato de concesión del proyecto “Reserva Fría de Generación–Planta Ilo” con el Ministerio de Energía y Minas, cuya buena pro fuera otorgada en noviembre del 2010.

Febrero del 2012: La Junta General de Accionistas de EnerSur aprueba un aumento de capital mediante nuevos aportes dinerarios hasta por la suma en soles equivalente a 150 millones de dólares. Mediante el ejercicio del derecho de los accionistas de suscripción preferente a través de dos ruedas y un proceso de asignación remanente se suscribió, el 14 de mayo del 2012, el 100% del aumento de capital aprobado.

Junio del 2012: GDF SUEZ obtiene la titularidad del 100% del capital social de International Power Plc, luego de adquirir el 30% del accionariado que no era de su propiedad.

Octubre del 2012: EnerSur inscribe el Segundo Programa de Bonos Corporativos por hasta un monto máximo de circulación de 500 millones de dólares o su equivalente en nuevos soles.

Noviembre del 2012: Entra en operación comercial la turbina a

vapor del Ciclo Combinado de la C.T. ChilcaUno, con lo que la capacidad nominal total de la central asciende a aproximadamente 852 MW.

Diciembre del 2012: EnerSur suscribió un contrato con la Compañía Minera Antamina S.A. para atender, de forma exclusiva, sus requerimientos de energía eléctrica de 170 MW a partir del 1 de enero de 2015 y por un plazo de 15 años.

Junio del 2013: Entra en operación comercial la Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31, con una capacidad de generación de 500 MW.

Noviembre del 2013: EnerSur se adjudica la buena pro para la construcción y operación de una de las dos centrales termoeléctricas de 500 MW del proyecto Nodo Energético en el Sur del Perú, el que deberá ubicarse en Ilo-Moquegua.

Octubre del 2014: EnerSur anuncia la ejecución del proyecto de ampliación de la C.T. ChilcaUno, con una capacidad total de 113 MW.

Noviembre del 2014: EnerSur recibe la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para el proyecto Nodo Energético Planta Ilo.

1.2.2 Relación con el Estado

Como empresa del sector eléctrico, EnerSur se encuentra en el marco de las actividades reguladas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) como ente rector de la política energética y bajo la supervisión del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), aunque estas no son las únicas entidades estatales que regulan el correcto cumplimiento de las leyes vinculadas a las actividades de EnerSur.

Osinergmin tiene a su cargo sancionar y resolver en última instancia administrativa los temas relacionados con el incumplimiento de las disposiciones legales en materia energética. A ese organismo se suman la Autoridad Nacional del Agua (ANA), entidad estatal dedicada al aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos, y el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), institución encargada de evaluar, supervisar, fiscalizar y controlar el cumplimiento de la legislación ambiental.

Por todas estas razones, EnerSur está obligada y convencida de la necesidad de contribuir con el sostenimiento de las entidades del sector, como son la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Osinergmin y el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), mediante un aporte que –conforme con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento (RLCE)– no podrá exceder el 1% de sus ventas anuales. De igual forma, EnerSur proporciona periódicamente a la DGE y a Osinergmin información estadística sobre producción y precios, así como información económica y financiera.

Por otro lado, mediante Resolución de Intendencia N° 12-4-043363, del 1 de julio de 1998, la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (Sunat) autorizó a EnerSur a llevar su contabilidad en moneda extranjera a partir del ejercicio de 1998.

Finalmente, mediante Resolución de Superintendencia N° 374-2013/Sunat se reguló la incorporación obligatoria de emisores electrónicos en los sistemas creados por la Resolución de Superintendencia N° 182-2008/Sunat y 097-2012/Sunat y se designó al primer grupo de dichos emisores electrónicos. En cumplimiento con las resoluciones previamente citadas, mediante la Resolución de Intendencia N° 018005001160, la Sunat autorizó a la Sociedad a ser emisora electrónica, y desde octubre del 2014 se ha cumplido con emitir comprobantes de pagos electrónicos.



1.3 Directores titulares y alternos

La trayectoria profesional de los directores de EnerSur es un pilar fundamental para consolidar nuestro crecimiento y desarrollo. Con fecha 12 de marzo del 2013 se aprobó la designación de los miembros del Directorio para el periodo comprendido entre marzo del 2013 y marzo del 2016. Los siguientes son los directores tanto titulares como alternos:

Cuadro 6 Miembros del Directorio

Directores Titulares	Directores Alternos
Manlio Alessi Remedi	Daniel Javier Cámac Gutiérrez
Philip De Cnudde	Dante Dell'Elce
André de Aquino Fontenelle Canguçu	Eduardo Martín Milligan Wenzel
Carlos Hernán Ruiz de Somocurcio Escribens	Raúl Ortiz de Zevallos Ferrand
Jaime Cáceres Sayán	Juan José Marthans León
José Ricardo Martín Briceño Villena	Michel Gantois
Jan Sterck	Axel Van Hoof



Manlio Alessi Remedi

Ha desempeñado diferentes funciones en el área financiera en Europa, en bancos como EBC, BBL, ING; en grupos industriales, entre ellos el grupo estatal italiano EFIM y Eternit, y en la Comisión Europea. En 1997 fue designado Gerente de Administración y Finanzas de EnerSur, cargo que desempeñó hasta julio del 2001.

Posteriormente, de agosto del 2001 a diciembre del 2008 ejerció el cargo de Gerente General de SUEZ Energy Andino S.A. en Chile. En agosto del 2001 fue designado Delegado General de GDF SUEZ para Chile y el Perú y asumió el puesto de Country Manager en el Perú en octubre del 2009. Desde el 2003 es Chief Business Developer (Gerente Regional de Desarrollo de Negocios) para los países andinos. En marzo del 2008 fue designado presidente del Directorio de GDF SUEZ Energy Perú S.A. El señor Alessi tiene una licenciatura en Ciencias Económicas Aplicadas por la Universidad Católica de Lovaina (Bélgica).



Philip De Cnudde

Es director regional de GDF SUEZ Energy Latin America desde febrero del 2014. Comenzó su carrera en 1985 en Santens Engineering Services en Oudenaarde (Bélgica). En 1989 fue designado Gerente General a cargo de las operaciones de Santens en Estados Unidos. En 1993 regresó a Bélgica para trabajar en Electrabel como Jefe de Operaciones en la central eléctrica de Monceau-sur-Sambre y en 1994 ocupó el cargo de Gerente de Proyectos para Electrabel en Bruselas. En 1998 fue Jefe del Departamento de Auditoría Interna, antes de trasladarse a Tractebel EGI (ahora, GDF SUEZ Energy International) en 2001 para ser Jefe de Control de Negocios, Consolidación y Contabilidad. En el 2007 se convirtió en Vicepresidente Ejecutivo de Supervisión de Desarrollo de Negocios de SUEZ Energy International, cargo que asume en GDF SUEZ Energy Europe & International en el 2008. Posee el grado de máster en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Gante y un grado superior en Gestión de Operaciones.



**André de Aquino
Fontenelle Canguçu**

Cuenta con una larga experiencia en el sector energía en América Latina. Ha sido Chief Financial Officer (Gerente Regional de Finanzas) de GDF SUEZ Latin America desde el 2010. Antes, estuvo al mando de la Gerencia de Finanzas, Administración y Contraloría de EnerSur (entre 2004 y 2010) y se ha desempeñado como gerente de Finanzas y Administración en varias empresas multinacionales. Ha ocupado puestos de gerencia en el Grupo Riverwood-Suzano (Brasil) y en Enron (Brasil y Estados Unidos) y se desempeñó en GDF SUEZ (sedes Estados Unidos y Chile) como vicepresidente de Finanzas Corporativas y de Proyectos. El señor Canguçu es licenciado en Administración de Empresas por la EAESP-FGV (Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas) y también culminó una maestría en Administración de Empresas en la EAESP FGV.



**Carlos Hernán Ruiz de
Somocurcio Escribens**

Su amplia experiencia en la banca incluye haber sido fundador y gerente general del Banco Interamericano de Finanzas (BanBif), gerente general adjunto del Banco Sudamericano, representante del Banco de Crédito e Inversiones (BCI) de Chile y ocupar diversas gerencias en el Banco de Crédito del Perú (BCP). Además, fue gerente de la sucursal de Lima del Banco del Sur del Perú, gerente de créditos de la Financiera de Crédito del Perú, gerente de créditos del banco Norperú, subgerente del BBVA Continental, entre otros cargos. Actualmente es director de empresas vinculadas a servicios financieros y a la industria pesquera y, desde el 2011, de EnerSur, además de consultor de empresas en diferentes rubros. Entre otras actividades, ha sido fundador y presidente de la Cámara de Comercio Peruano-Chilena por varios años. Es economista por la Universidad Católica Santa María y ha participado en varios cursos, tanto en el Perú como en el extranjero.



Jaime Cáceres Sayán

Se desempeña como director de EnerSur desde marzo del 2013. Con amplia experiencia en el sector empresarial, especialmente en finanzas y seguros, ha sido fundador, gerente general y presidente de varias empresas. Ha ocupado posiciones ejecutivas en empresas multinacionales en el Perú y el exterior e integrado distintos directorios. Ha sido presidente de la Confederación Nacional de Instituciones Empresariales Privadas (Confiep) y embajador del Perú ante el reino de España entre el 2009 y el 2011. Actualmente es miembro del directorio en AFP Integra, Sociedad Inmobiliaria Algarrobos S.A, Hidrocañete S.A, Gerpal SAC, Wealth Management Sura S.A. y Liga Contra el Cáncer, además de integrar los consejos consultivos de la Universidad de Lima y de Confiep, y ser miembro del Acuerdo Nacional.



**José Ricardo Martín
Briceño Villena**

Ha sido director de EnerSur del 2004 al 2010 y del 2013 a la fecha. Ha desempeñado las posiciones de presidente de la Confederación Nacional de Instituciones Empresariales Privadas (Confiep), presidente de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE) y Presidente del Directorio de las empresas del Grupo Glencore en el Perú (Perubar, Empresa Minera Iscaycruz, Empresa Minera Yauliyacu S.A. y AYSSA). Actualmente es Presidente del Directorio de la empresa agroexportadora Agrícola Don Ricardo S.A.C. y Director Ejecutivo de Textil del Valle S.A. Además, es director de Interbank, Ferreyros, JJC Contratistas Generales S.A. y miembro de los consejos consultivos de APM Terminals y de Toyota del Perú. Es ingeniero industrial y cuenta con una maestría en Economía y Finanzas de la Universidad Católica de Lovaina, Bélgica.



Jan Sterck

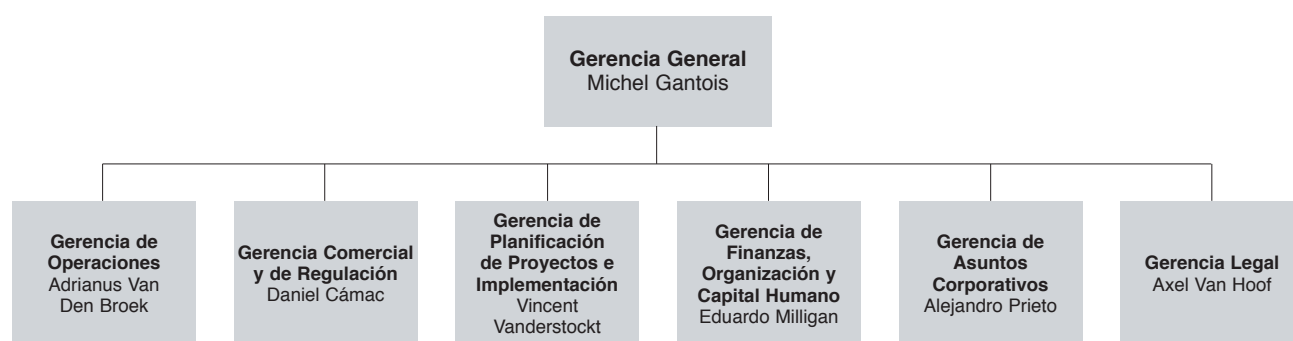
Se desempeña como director de EnerSur desde marzo del 2013. Se incorporó al grupo GDF SUEZ en 1982, luego de 11 años de actividades en los departamentos de operaciones y mantenimiento de las centrales nucleares DOEL 3 y 4 de Electrabel. Se unió a la unidad comercial de Tractebel Electricity & Gas International, cuando Tractebel S.A. iniciaba sus actividades internacionales. En el 2006 ocupó el puesto de vicepresidente senior de Generación en SUEZ Energy International. Entre 1993 y 2006 estuvo a cargo de diferentes actividades en operaciones y gestión de proyectos para productores de energía en Indonesia, Canadá, Omán, Italia, Chile, Singapur, Tailandia y España. Con motivo de la integración con International Power, ocupa actualmente el cargo de presidente de construcción en la actual GDF SUEZ Branch Energy International. Tiene un grado académico en ingeniería industrial y ha seguido cursos de administración de empresas en INSEAD (Francia).

1.3.1 Principales ejecutivos

No existe vinculación por afinidad o consanguinidad entre los directores y los funcionarios ejecutivos de EnerSur. El organigrama muestra a los funcionarios ejecutivos de primera línea que reportan a la Gerencia General de EnerSur (Gráfico 3).



Gráfico 3 Organigrama



De izquierda a derecha: Daniel Cámac, Vincent Vanderstockt, Adrianus Van Den Broek, Michel Gantois, Alejandro Prieto, Eduardo Milligan y Axel Van Hoof.



Michel Gantois

Se desempeña desde octubre del 2013 como Gerente General de EnerSur. Ha desarrollado gran parte de su carrera en la industria de la energía y la banca de inversión: antes de unirse a GDF SUEZ fue vicepresidente de Kelson Energy, una compañía eléctrica privada de América y, previo a ello, ocupó el cargo de director de la oficina de Beijing (China) de Deloitte. Ha trabajado en Bangkok (Tailandia) como Vicepresidente Ejecutivo y Director Financiero de GDF SUEZ Energy Asia, tras ocupar la posición de gerente general en Uch y Uch 2, dos de las empresas de energía del Grupo en Pakistán, con 1,000 MW de capacidad, en operación y en construcción. Ha sido miembro del directorio de todas las entidades del Grupo en Asia, incluyendo Glow en Tailandia, Senoko en Singapur, y Supreme, los proyectos geotérmicos en Indonesia. Posee una licenciatura en Negocios y Finanzas por el ICHEC (Institut des Hautes Etudes Commerciales) y un MBA de la Universidad de Lovaina (Bélgica).

Adrianus Van Den Broek

Ocupa el cargo de gerente de Operaciones de EnerSur desde agosto del 2012, tras desempeñarse como superintendente de central de EnerSur. Ha sido ingeniero de DCS/Scada en Heineken, teniendo a su cargo las jefaturas de turno, operaciones, electricidad y utilities. Ha ocupado distintos cargos en el grupo GDF SUEZ, tanto en jefaturas de mantenimiento y de planta como en la Superintendencia de la Zona Sur y la Dirección de Operaciones en Electrabel-Holanda, con más de 5,000 MW de capacidad instalada. Es ingeniero electrónico por The Hague University of Applied Sciences (Países Bajos), con estudios de especialización en Executive MBA en Insead de París (European Centre for Executive Development) y una maestría en Gestión General en la Nyenrode Business Universiteit, Breukelen (Países Bajos).

Daniel Cámac

Se desempeña como gerente Comercial y de Regulación de EnerSur desde mayo del 2012. Anteriormente ejerció el cargo de viceministro de Energía en el Ministerio de Energía y Minas del Perú y trabajó en el Organismo Regulador del Perú como gerente de la División de Regulación de Generación y Transmisión Eléctrica. Es ingeniero electricista por la Universidad Nacional del Centro del Perú y ha obtenido el grado de magíster en Ciencias de Ingeniería en la Pontificia Universidad Católica de Chile, así como una maestría en Administración de Negocios en la Universidad ESAN del Perú. Ha realizado estudios de doctorado en Ciencias en la Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro (Brasil) y ha cursado otros estudios de especialización en Argentina, Brasil y Estados Unidos.

Vincent Vanderstockt

Se encuentra a cargo de la Gerencia de Planificación, Proyectos e Implementación de EnerSur desde mayo del 2012. Cuenta con una amplia trayectoria en el desarrollo e implementación de proyectos en Italia, Hungría, Bélgica, Perú y Burundi, y de operación y mantenimiento de centrales eléctricas, principalmente en el Grupo GDF SUEZ. Es ingeniero electromecánico egresado de la Universidad de Bruselas (Bélgica).

Eduardo Milligan

A cargo de la Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano desde el 1 de febrero del 2013, se desempeñó previamente como gerente de Organización y Capital Humano, subgerente de Finanzas de EnerSur y Senior Manager de GDF SUEZ Latin America en la división de Acquisitons, Investments & Financial Advisory (AIFA). Cuenta con más de 10 años de experiencia en el sector financiero y ha ocupado diferentes posiciones en la banca corporativa de Citigroup, como Oficial de

riesgos, gerente general de Citileasing, director de Citicorp SAB y gerente de la Unidad de Financiamientos Estructurados en la división de Finanzas Corporativas y Mercado de Capitales. Es economista egresado de la Universidad de Lima.

Alejandro Prieto

Experto en temas de comunicación corporativa y relaciones comunitarias, está a cargo de la Gerencia de Asuntos Corporativos desde julio del 2010. Anteriormente se desempeñó como subgerente de Comunicación de Edegel, del Grupo Endesa, y ha sido director de Proyectos en Apoyo Comunicación, empresa del Grupo Apoyo. Cuenta con un grado de Economía del Ithaca College en Nueva York (Estados Unidos) y un MBA de la Universidad Adolfo Ibáñez, de Santiago de Chile.

Axel Van Hoof

Desde el 15 de mayo del 2012 está a cargo de la Gerencia Legal de EnerSur. Después de trabajar durante casi seis años en un estudio internacional de abogados en Bruselas (Bélgica), entró al Grupo GDF SUEZ a principios del 2001. Se desempeñó como abogado senior en la sede de la casa matriz del Grupo en Bruselas y luego se trasladó, en octubre del 2006, a la sede de GDF SUEZ Energy International en Bangkok (Tailandia), inicialmente como General Counsel para Asia y África Meridional y, a principios del 2010, como General Counsel Regional para el Medio Oriente, Asia y África. Posee una maestría en Derecho de la Universidad de Lovaina (Bélgica), otra en Administración de Empresas de la Universidad de Louvain-La-Neuve (Bélgica) y un máster en Derecho de la Competencia de la Comunidad Europea realizado en el King's College de Londres.





En mayo del 2006 el Directorio aprobó la creación de dos órganos especiales de apoyo: 1) el Comité de Auditoría y 2) el Comité de Revisión de Transacciones entre Compañías Afiliadas. Cada uno de ellos está integrado por tres miembros del Directorio y sus funciones y participantes se detallan a continuación.

1.3.2 Comité de Auditoría

Asiste al Directorio en la supervisión y la verificación de la transparencia y la integridad de la información financiera, el control interno y el manejo y la evaluación de riesgos.

Miembros

- Carlos Hernán Ruiz de Somocurcio Escribens
- Manlio Alessi Remedi
- André de Aquino Fontenelle Canguçu.

1.3.3 Comité de Revisión de Transacciones entre Compañías Afiliadas

Tiene como finalidad revisar y evaluar las transacciones a efectuarse entre EnerSur y cualquier empresa vinculada o afiliada a ella y/o a las empresas pertenecientes al Grupo GDF SUEZ.

Miembros

- Jaime Cáceres Sayán
- Michel Gantois
- André de Aquino Fontenelle Canguçu.

El monto total de las remuneraciones de los miembros del Directorio y de la plana gerencial representa aproximadamente 0.3298% de los ingresos brutos del ejercicio.



2 Manejo del negocio





El sector eléctrico peruano ha separado las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía gracias a la Ley de Concesiones Eléctricas, que redefinió su estructura con el fin de promover la competencia y así alcanzar la máxima eficiencia en el servicio público de electricidad. EnerSur, a través de sus cinco centrales de generación eléctrica más una subestación, participa en el negocio de producción y comercialización de electricidad.

2.1 Sector eléctrico

2.1.1 Principales normas del sector eléctrico

1. Decreto Ley N° 25844

Una de las leyes más importantes que sirve de paraguas al sector es el Decreto Ley (D.L.) 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). Esta norma, que fue reglamentada por el Decreto Supremo (D.S) 009-93-EM, regula el desarrollo de las actividades e introduce importantes cambios en su regulación, tales como la desintegración vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución, implantando competencia en la generación y en la venta al mercado libre, así como el despacho centralizado a mínimo costo, estableciéndose un sistema derechos y títulos objetivos para poder participar en el sector.

2. Ley N° 28832

Una norma que propició cambios en el sector fue la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la

Generación Eléctrica (LDEG), que modificó la LCE. Esta norma promovió las licitaciones para el suministro de electricidad y permitió que las empresas concesionarias de distribución convoquen a licitaciones para asegurar la contratación de su demanda futura, actualizó el marco normativo de la transmisión y reestructuró el funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), entre otros aspectos.

Asimismo, con el objeto de generar respuesta de la demanda a la señal de precios y hacer más competitivo el mercado de corto plazo (MCP), la LDEG ha establecido que pueden participar en dicho mercado, además de los generadores, los grandes usuarios libres y los distribuidores solo para atender a sus usuarios libres. Es decir, a diferencia de lo que establecía la LCE, con la LDEG los usuarios libres (agrupados en grandes usuarios o a través de las empresas distribuidoras) pueden comprar directamente la energía del MCP. Con la LCE solo podían retirar por medio de los generadores con los cuales suscribían contratos de largo plazo. Sin embargo, el Reglamento del MCP aún no ha sido publicado.

3. Decreto Legislativo N° 1041

Promueve el uso eficiente del gas natural para evitar que la congestión del ducto de transporte tenga un mayor impacto en los precios de la electricidad, favorece las inversiones en centrales hidroeléctricas y reduce las restricciones de transmisión. Otras leyes importantes en este sentido son el Decreto de Urgencia (D.U.) 049-2008 y el D.U. 079-2010.

4. Ley N° 29970

Esta ley declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país. Bajo su amparo se ha licitado la construcción y operación de dos centrales termoeléctricas del proyecto Nodo Energético en el Sur del Perú que contribuirán con la seguridad energética del país y ayudarán a abastecer

de energía eléctrica al usuario final, tanto a los hogares como a los principales proyectos mineros que se desarrollarán en esta zona del país.

5. Decreto Legislativo N° 1002

Este decreto promueve la inversión para la generación de electricidad con el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER), para lo cual establece que las RER tendrán un porcentaje de participación en la matriz energética –que será definido por el Ministerio de Energía y Minas– y se les da prioridad en el despacho. Para vender total o parcialmente su producción de energía eléctrica, deberán colocar su energía en el mercado de corto plazo al precio que resulte en dicho mercado complementado con la prima fijada por el Osinergmin, asegurando así un retorno mínimo del 12% a los proyectos, según establece la Ley de Concesiones Eléctricas vigente.

6. Otras leyes, reglamentos y estatutos de relevancia para el sector son la Ley Anti Monopolio y Oligopolio, complementaria para el funcionamiento eficiente del sector, y la Ley de Creación del Osinergmin.

2.1.2 Cómo funciona el sector eléctrico

El órgano normativo del sector electricidad es el Ministerio de Energía y Minas (MEM), encargado de garantizar el cumplimiento de la LCE, su reglamento (RLCE) y las normas modificatorias. El regulador del sector, el Osinergmin, se creó mediante la Ley 26734 como organismo público encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y la protección del medio ambiente, los cuales fueron luego transferidos al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA).

Por otro lado, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria es el órgano ejecutivo del Osinergmin responsable de proponer al Consejo Directivo las tarifas máximas de energía eléctrica, según los criterios establecidos en la LCE para el mercado regulado¹. El mercado libre,² por el contrario, funciona en un marco de libre competencia y negociación.

Conforme a lo establecido por la LCE y la LEGE, la operación en tiempo real de todas las instalaciones de generación que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) debe ser coordinada por el Comité de Operación Económica (COES) del SEIN. Los titulares de generación y transmisión son los responsables finales de la operación de sus respectivas instalaciones. El propósito último del COES es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN con el mínimo costo y preservando la seguridad del sistema, y aprovechar mejor los recursos energéticos. Además, está encargado de planificar el desarrollo de la transmisión y administrar el mercado de corto plazo.

Un cambio relevante en la estructura del mercado eléctrico introducido por la LEGE es la regulación del mercado de corto plazo (o mercado *spot*) —en el que pueden intervenir los grandes clientes libres (aquellos que consumen más de 10 MW) y las empresas distribuidoras— para asegurar la demanda de sus clientes libres. Mediante Decreto Supremo (D.S.) 027-2011-EM se aprobó el Reglamento de Mercado de Corto Plazo (MCP), estableciendo los requisitos para los participantes, los lineamientos y las garantías que debe tener el MCP para asegurar su

funcionamiento. La norma señalaba que el reglamento debía entrar en vigencia a partir del 1 de enero del 2014, pero el D.S. N°032-2012-EM postergó esta hasta el 1 de enero del 2016.

Debido a los problemas originados por la congestión en el ducto de transporte de gas, que afectó la generación de las unidades del sistema eléctrico que operan con gas natural de los yacimientos de Camisea, el Gobierno dictó en el 2008 el D.L. 1041. Este definió que durante periodos de congestión en el suministro de gas (declarados por el MEM) se podía redistribuir de manera eficiente la capacidad de transporte de gas disponible y que en estos casos se aplicará un costo marginal de corto plazo ideal que no considera la congestión.

El D.U. 049-2008 publicado posteriormente estableció que, desde el 1 de enero del 2009 hasta el 31 de diciembre del 2011, los costos marginales de corto plazo se determinarían considerando que no existe restricción en la producción o el transporte de gas natural ni en la transmisión de electricidad. Además, se determinó que el MEM debía fijar un valor límite a ese costo marginal idealizado (CMgl), el cual fue fijado en 313.5 soles por MWh. Las centrales de generación que operaban y tenían un costo variable mayor al CMgl recibirían una compensación, la que sería pagada por la demanda mediante un cargo adicional al peaje de conexión al sistema principal de transmisión (PCSPT). Cabe resaltar que mediante el D.U. 079-2010, del 18 de diciembre del 2010, se extendió la vigencia del régimen de cálculo de los costos marginales sin restricción de transmisión de electricidad hasta el 31 de diciembre del 2013. Adicionalmente, en diciembre del 2013, la Ley N° 30115 “Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014” dispuso en su Décima Disposición Complementaria prorrogar la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre del 2016, con lo cual se mantiene el esquema de determinación de los CMgl de los últimos años.

¹El mercado regulado está formado por los clientes regulados cuya demanda de potencia es menor o igual a 2.5 MW, cuyas tarifas de electricidad son reguladas periódicamente. Los usuarios que consuman entre 0.5 y 2.5 MW pueden elegir ser usuarios regulados o usuarios libres.

²El mercado libre está formado por los clientes libres cuya demanda de potencia es superior a 2.5 MW. En este caso, la transacción comercial y la fijación de los precios de la electricidad se efectúan por acuerdo entre las partes.

En cuanto al problema de los retiros de electricidad sin respaldo contractual, en el 2011 diversas empresas distribuidoras continuaron efectuando retiros sin contrato. Esa demanda fue asignada según lo establecido en el D.U. 049-2008, el cual definió que los retiros sin contrato se distribuyesen entre los generadores en proporción a su energía eficiente anual disponible. Los retiros sin contrato fueron facturados a tarifa en barra (TB) y la energía fue comprada del *spot* a CMgl. La diferencia entre CMgl y TB fue asumida por la demanda a través de un cargo adicional al PCSPT. En el 2012 no se asignó a EnerSur estos retiros sin contrato.

En el 2009, Osinergmin, mediante la Resolución N° 184-2009-OS/CD, publicó los peajes de los sistemas secundarios de transmisión (SST) y los sistemas complementarios de transmisión (SCT). En dicha resolución, Osinergmin rediseñó la metodología de asignación a los generadores de los pagos por el uso de dichos sistemas. La nueva metodología consideró que los generadores relevantes paguen por las instalaciones según el método fuerza-distancia. Esta metodología mantiene el principio del equilibrio económico por el cual los niveles actuales de pago no difieren significativamente.

A inicios del 2010 se promulgó el D.S. 001-2010-EM, el cual estableció diversas medidas respecto de la remuneración de potencia y energía.

Posteriormente, en el segundo trimestre del 2010 se promulgó el D.U. 032-2010, el mismo que dejó sin efecto, hasta el 31 de diciembre del 2012, tanto diversas disposiciones establecidas en el D.L. 1041 referidas al incentivo a la contratación del servicio firme y eficiencia en el uso del gas natural como la nueva definición de potencia firme (tienen derecho a remuneración mensual aquellas unidades termoeléctricas que tengan asegurado el suministro de combustible mediante contratos que lo garanticen o *stock* disponible), al tiempo que dispuso que las licitaciones para suministro de energía eléctrica a que se refiere la Ley 28832 tendrán en cuenta los

lineamientos que establezca el MEM respecto de la participación de cada tecnología y los plazos para iniciar las licitaciones.

A fines de diciembre del 2010 se publicó el D.U. 079-2010 que extendió la vigencia del D.U. 049-2008 (costo marginal idealizado) hasta el 31 de diciembre del 2013. Esto debido a que la puesta en operación comercial de la nueva infraestructura de transporte, transmisión y de la nueva oferta de generación, que permiten minimizar los riesgos de congestión en el ducto de transporte de gas natural, estaba prevista para fines del 2013.

De otro lado, dado que ciertos usuarios de la red de transporte de gas tienen excedentes de capacidad contratada de transporte firme de gas natural que no requieren utilizar en el corto o el mediano plazo (mientras que otros usuarios tienen déficits de capacidad contratada de transporte firme de gas natural y que dicha situación también se presenta en la producción de gas natural), el MEM decidió dictar normas que permitan la transferencia de capacidad de transporte firme de gas natural. El 5 de agosto del 2010 se publicó el D.S. 046-2010-EM, el cual aprueba el “Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural” con el propósito de promover la transferencia de transporte firme de gas natural mediante licitaciones electrónicas. En ese sentido, establecía que, en un plazo no mayor a un año desde la publicación de dicho reglamento, las operaciones en el mercado secundario podrían realizarse bajo la forma de acuerdos bilaterales, luego de lo cual debían adecuarse al mecanismo de subasta electrónica, una vez que esta se haya implementado. Sin embargo, mediante D.S. 012-2011-EM, dicho mecanismo se amplió hasta el 4 de octubre del 2012, para luego, sucesivamente, mediante el D.S. 029-2012-EM y el D.S. 025-2014-EM, ser nuevamente ampliado hasta el 5 de agosto del 2017.

EnerSur, en el marco de la aplicación del D.S. 046-2010-EM y del D.S. 025-2014-EM, ha firmado acuerdos de redistribución de capacidad de



transporte firme de gas natural con Kallpa, Edegel, Egasa, Egesur, Fenix Power, Termochilca y Cementos Lima, cuya vigencia se amplía hasta el 5 de agosto del 2017.

En abril del 2012 se promulgó la Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (Ley N° 29852) que tiene como objetivo dotar de infraestructura para brindar seguridad al sistema energético y asegurar el abastecimiento de combustibles al país. Del mismo modo, se creó el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), el cual permite brindar seguridad al sistema y un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población. Los propósitos sociales del fondo son masificar el uso del gas natural (residencial y vehicular), bajar precios del GLP y generar compensación para el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética.

Posteriormente, el D.S. N° 021-2012-EM aprobó el reglamento de la Ley N° 29852, que, en cuanto al FISE, estableció la metodología de cálculo del recargo unitario equivalente en energía que el suministrador deberá aplicar al usuario libre, así como las medidas para la masificación del uso residencial y vehicular del gas natural en los sectores vulnerables.

El 30 de agosto del 2012 se dictaron medidas transitorias sobre el mercado de electricidad (D.S. N° 032-2012-EM) estableciendo que el Factor K (falta de combustible – transporte firme) del

procedimiento COES N° 25 (“Indisponibilidad de unidades de generación”) queda suspendido hasta que se cumpla con la ampliación de la capacidad de transporte de TGP.

El 22 de diciembre del 2012 se promulgó la Ley que dictó disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural (Ley N° 29969) a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte del gas natural comprimido y gas natural licuado, a fin de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores y el transporte vehicular en las regiones del país. Por otro lado, también dispuso que el recargo por el transporte de gas para el FISE, pagado por los generadores eléctricos, sea compensado mediante un cargo incluido en el peaje del SPT.

Del mismo modo, se promulgó la Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de un polo petroquímico en el sur del país (Ley N° 29970) al plantear una desconcentración de la generación eléctrica por medio de un mecanismo de compensación de los costos de inversión del transporte de gas natural (los costos se compensan con los ingresos provenientes de un peaje adicional al SPT). Igualmente, prevé obtener y transportar el etano para el desarrollo del polo petroquímico en el Sur y contempla la construcción de gaseoductos y poliductos para aumentar el nivel de seguridad del sistema. Adicionalmente, en octubre del 2013, mediante D.S. N° 038-2013 se aprobó el reglamento para incentivar el incremento de capacidad de generación eléctrica dentro del marco de la Ley N° 29970, aprobándose las medidas necesarias para incentivar el incremento de capacidad y desconcentrar geográficamente la generación eléctrica a través de subastas.

A fines de diciembre del 2012, mediante el D.S. N° 050-2012-EM, se establecieron los mecanismos de atención ante las emergencias que se susciten en el suministro de gas natural en el país y su implicancia

en las distintas actividades económicas: en primer lugar, los usuarios residenciales regulados; luego, los establecimientos de venta de gas natural vehicular, y posteriormente, la generación eléctrica.

En febrero del 2013, mediante Resolución OSINERGMIN 020-2013-OS/CD, se fijaron para el periodo mayo del 2013 a abril del 2017 la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (3.55%) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (33.3%) al cual se descontará la potencia de las unidades de reserva fría que entren en operación comercial.

Por otro lado, en julio del 2013 el Osinergrmin aprobó el procedimiento “Régimen aplicable a las centrales de Reserva Fría de Generación”, que establece los criterios económicos aplicables a las centrales de reserva fría adjudicadas por ProInversion, dentro de las cuales se encuentra la Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31 de EnerSur.

En julio del 2014 entró en vigencia la nueva normativa y los procedimientos que rigen los servicios complementarios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), aprobados por resoluciones OSINERGMIN N° 194-2013-OS/CD, del 01 de octubre del 2013, y OSINERGMIN N° 058-2014-OS/CD, del 26 de marzo del 2014, que establecen que el servicio de RPF es obligatorio y no compensado para los generadores y que el servicio de RSF es voluntario y pagado por los generadores que no brindan este servicio.

2.1.3 Nuevos contratos de EnerSur

En el 2014, EnerSur participó en diversas negociaciones para el corto plazo, producto de las cuales se suscribieron contratos bilaterales con las empresas distribuidoras, como son Hidrandina, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, ElectroUcayali y

Edelnor. Uno de los contratos más importantes se firmó con la compañía Edelnor para abastecer a su mercado libre con hasta 40 MW para los años 2015 y 2016.

De igual modo, en el mercado libre se suscribieron adendas para la ampliación de plazo de vigencia del contrato con las empresas Papelera del Sur del Perú, para su planta ubicada en Chíncha; con la Universidad de Lima, para su *campus* en Lima, y con Manufactura de Metales y Aluminios Record, para su planta instalada en Lima. Uno de los contratos más importantes se firmó con Votorantim Metais–Cajamarquilla S.A. para abastecer a su refinería de zinc ubicada en Lima hasta por 125 MW entre el 2015 y el 2017.

Los detalles de estos contratos se muestran en el cuadro 7.

La oferta de generación en el SEIN, además de EnerSur, está concentrada en los siguientes grupos principales: Endesa, el Estado, Israel Corp, Duke Energy, Celepsa y SN Power. La producción en el SEIN se caracteriza por ser predominantemente hidráulica: 49.12% de generación hidráulica, 48.34% de generación térmica, 2.4% de generación con energía renovable y un 0.12% de generación con otros tipos de energía.

Asimismo, la venta de energía en el SEIN estuvo constituida por un 44.1% a clientes libres y un 55.9% a clientes regulados³. Los grandes clientes libres son en su mayoría empresas mineras e industriales.

Al igual que en los últimos años, para el 2014 los costos marginales de energía en el periodo de estiaje registraron valores menores a S/. 313.5/MWh, debido a la aplicación del D.U. 049-2008.

³ Estadística eléctrica a octubre del 2014 publicada por la Dirección General de Electricidad del MEM.

Cuadro 7 Contratos de corto plazo firmados en el 2014

Contratos 2014			Potencia contratada (MW)	
Clientes	Tipo de contrato	Plazo	Máxima	Mínima
Universidad de Lima	Adenda libre	2015-2018	3.00	2.80
Papelera del Sur S.A.	Adenda libre	2015-2017	4.50	4.50
Man. de Metales y Aluminio Record S.A.	Adenda libre	2015-2018	1.30	0.25
Hidrandina S.A.	Bilateral	2014-2015	4.00	4.00
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	Bilateral	2014	15.00	15.00
Edelnor S.A.A.	Libre	2015-2016	40.00	40.00
Hidrandina S.A.	Libre	2015-2017	8.00	6.00
ElectroUcayali S.A.	Bilateral	2015	23.00	19.50
Votorantim Metais-Cajamarquilla S.A.	Libre	2015-2017	125.00	60.00
Total			223.80	152.05



2.2 Gestión comercial

Las cifras oficiales del COES señalan que en el 2014 la producción total de energía eléctrica en el SEIN fue de 41,796 GWh, cifra que supera en 5.4% a la que se obtuvo en el año previo. La máxima demanda del SEIN ocurrió el 12 de noviembre del 2014 a las 20:15 horas y alcanzó los 5,737 MW, lo que representa un incremento de 2.9% con relación a la máxima demanda registrada durante el 2013.

2.2.1 Nuestros clientes

EnerSur cuenta con una cartera de clientes a nivel nacional. Hasta diciembre del 2014, la cartera de clientes libres y regulados sumaba una potencia contratada –en hora punta– de 1,291.60 MW. De dicha cifra, 314.50 MW corresponden a clientes libres y 977.11 MW, a clientes regulados. La potencia contratada en horas fuera de punta fue de 1,320.65 MW en total. En los cuadros 8 y 9 se muestra la potencia contratada por cada cliente a diciembre del 2014.

Cuadro 8 Clientes libres a diciembre del 2014

Cliente	Vencimiento	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Southern Peru Copper Corporation	17/04/2017	207.00	207.00
Quimpac S.A.	30/06/2020	18.00	56.00
PANASA	30/06/2020	12.00	12.00
Minera Bateas S.A.C.	31/01/2017	3.50	3.50
Nyrstar Coricancha (ex San Juan)	31/03/2017	5.00	5.00
Universidad de Lima	31/12/2018	2.80	3.00
Compañía Minera Antapaccay S.A.	30/04/2018	7.50	7.50
Manufactura Record S.A.	31/12/2018	0.25	1.30
Las Bambas MMG	14/10/2023	32.00	32.00
Minera Santa Luisa	31/05/2016	1.00	4.00
PetroPeru	06/09/2015	7.65	7.65
Owens Illinois Peru	31/12/2017	3.40	3.40
Aruntani SAC	31/12/2014	3.20	3.20
Industrial Papelera Atlas	31/12/2017	2.85	3.80
Apumayo	31/12/2015	1.15	1.50
Papelera del Sur	28/02/2015	4.50	4.50
Linde Gas Perú	31/05/2016	2.70	2.70
Total		314.50	358.05

Cuadro 9 Clientes regulados: contratos licitados y bilaterales a diciembre del 2014

Cliente	Vencimiento	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Edelnor (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	31/12/2021	268.42	268.42
Luz del Sur (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	31/12/2021	219.53	219.53
Edecañete (Licitaciones ED-01)	31/12/2021	3.81	3.81
Electrosur (Licitaciones ED-02 y ED-03)	31/12/2023	12.50	12.50
Electrosureste (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	31/12/2021	29.80	29.80
Electropuno (Licitaciones ED-03)	31/12/2025	2.69	2.69
Seal (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	31/12/2021	42.80	42.80
Electronoroeste (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	31/12/2021	31.15	31.15
Hidrandina (Licitaciones HDNA)	31/12/2022	18.12	18.12
Electronorte (Licitaciones HDNA)	31/12/2022	12.86	12.86
Electronoroeste (Licitaciones HDNA)	31/12/2022	9.01	9.01
Electrocentro (Licitaciones HDNA)	31/12/2022	10.74	10.74



✓

Cliente	Vencimiento	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Coelvisac (Licitaciones HDNA)	31/12/2022	0.38	0.38
Edelnor (Licitación 2014-2017)	31/12/2017	144.00	144.00
Edelnor (Licitación 2013-2014)	31/12/2014	40.00	40.00
Electronoroeste (Bilateral 2012)	31/12/2015	10.00	10.00
ElectroUcayali (Bilateral 2012)	31/12/2015	23.00	23.00
Coelvisac (Bilateral 2013)	31/12/2014	27.00	12.50
ElectroDunas (Bilateral 2013)	31/12/2014	52.30	52.30
Seal (Bilateral 2014)	31/12/2014	15.00	15.00
Hidrandina (Bilateral 2014)	30/06/2015	4.00	4.00
Total		977.11	962.61

Cuadro 10 Contratos que vencieron durante el 2014

Cliente	Vencimiento	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Hidrandina (Bilateral 2012)	31/05/2014	19.00	19.00
Coelvisac (Bilateral 2013)	31/12/2014	27.00	12.50
Edelnor (Licitación 2013-2014)	31/12/2014	40.00	40.00
ElectroDunas (Bilateral 2013)	31/12/2014	52.30	52.30
Seal (Bilateral 2014)	31/12/2014	15.00	15.00
Compañía Minera Raura S.A.	30/04/2014	2.00	2.00
Aruntani SAC	31/12/2014	3.20	3.20
Huanza S.A.	21/02/2014	56.80	65.90
Pesquera Centinela	31/01/2014	0.54	0.65
Total Regulados		215.84	210.55



2.2.2 Servicio de atención al cliente

Para la satisfacción de nuestros clientes y en la búsqueda de la excelencia comercial, EnerSur brinda el servicio de atención al cliente a través del Centro de Control y Supervisión de Lima, las 24 horas del día y los 365 días del año. Por medio de este sistema, que conecta el COES con los clientes y/o agentes del mercado de electricidad en tiempo real, se regulan las operaciones de nuestras centrales de generación y líneas de transmisión, de manera que se garantice un servicio y un producto que cumpla los

estándares de calidad establecidos en la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” (D.S. 020-97-EM) y otras normas aplicables.

Este Centro de Supervisión y Coordinación fue puesto en servicio por EnerSur el 23 de agosto del 2005. Desde allí se monitorean y coordinan las actividades de producción de EnerSur con otras empresas dentro del COES, así como el suministro a los clientes.

Para EnerSur los clientes son esenciales, por lo que su servicio de información y asesoría permanente está a su completa disposición a través de equipos de última generación para la medición y el diagnóstico de la calidad de la energía en el suministro eléctrico. Sólo así se mantiene una interacción constante y fiable. Asimismo, con el propósito de reforzar el compromiso con sus usuarios, EnerSur contribuye con el desarrollo de soluciones energéticas y de nuevos proyectos en beneficio del cliente, además del uso eficiente de la energía.

Cuadro 11 Generación bruta de energía eléctrica por planta (GWh)

Planta	2014	%
C.T. Ilo1	29.88	0.42
C.T. Ilo21	163.21	2.30
C.T. Ilo31	5.20	0.07
C.T. ChilcaUno	5,978.54	84.23
C.H. Yuncán	921.45	12.98
Total	7,098.27	100.00

Cuadro 12 Evolución de la producción de energía (GWh)

Planta	2014	Variación %	2013	Variación %	2012
C.T. Ilo1	29.88	-76.96	129.69	21.96	106.34
C.T. Ilo21	163.21	-80.49	836.59	50.60	555.51
C.T. Ilo31	5.20		5.31		
C.T. ChilcaUno	5,978.54	3.59	5,771.30	36.70	4,221.74
C.H. Yuncán	921.45	-2.80	947.98	5.53	898.34
Total	7,098.27	-7.71	7,690.87	33.02	5,781.93

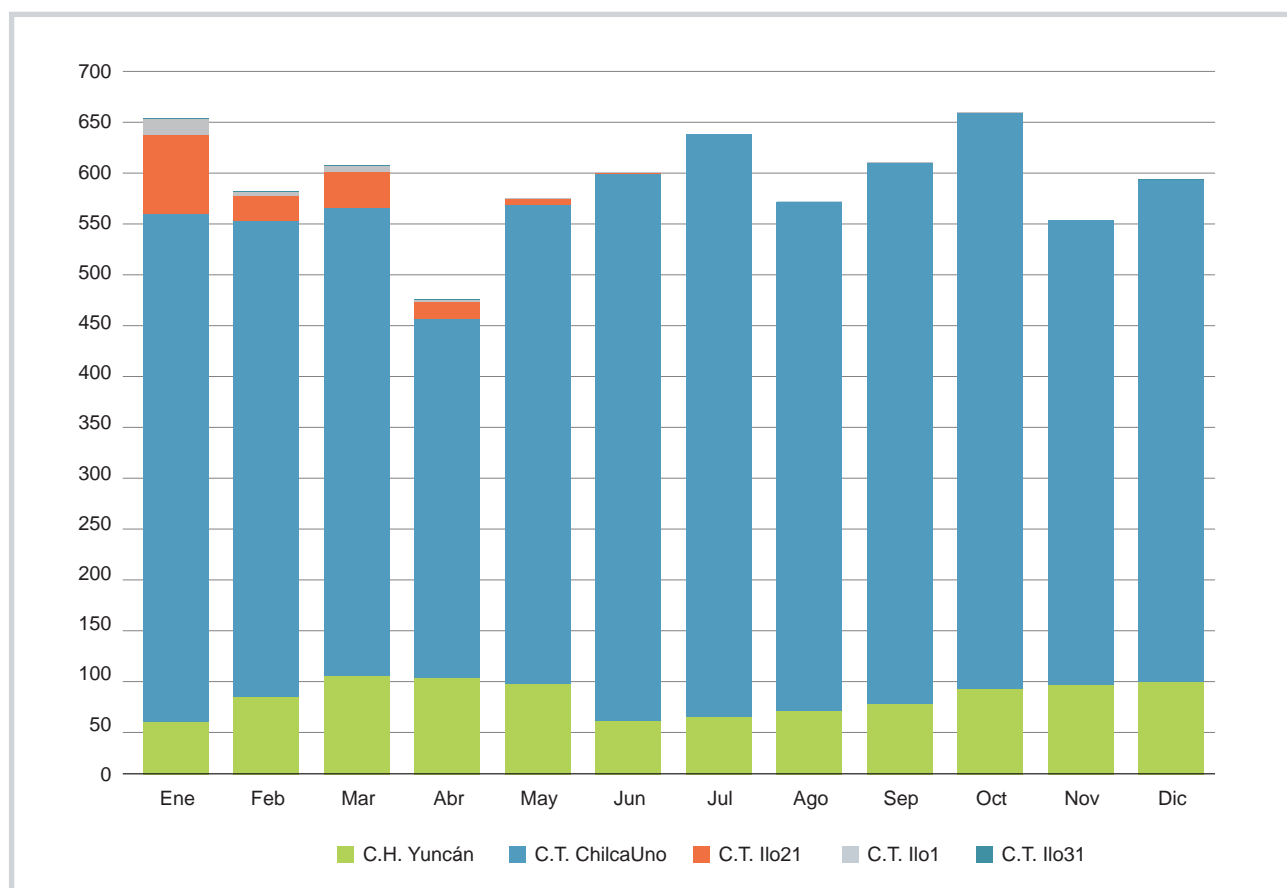


2.2.3 Producción de energía

A raíz del incremento de la capacidad de transporte de energía del centro al sur con la entrada de operación de la línea de transmisión (LT) Chilca-Marcona-Ocoña-Montalvo, desde el 3 de mayo del 2014 se incrementó a 700 MW el transporte del centro al sur, por lo cual las centrales termoeléctricas Ilo1 e Ilo21 redujeron su despacho.

Por otra parte, con el ingreso en operación de la turbina a vapor (TV) del ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, en noviembre del 2012, y la declaración de un costo variable menor al del resto de unidades de la zona de Chilca, la central aumentó su producción en el 2014 con relación al año anterior.

Finalmente, con respecto a la C.H. Yuncán, gracias a la disponibilidad de agua durante el 2014 y una mayor descarga de los embalses estacionales se logró mantener la producción por encima de los 900 GWh, similar a la del 2013.

Gráfico 4 Producción de energía por mes (GWh), 2014

2.2.4 Ventas por potencia y energía

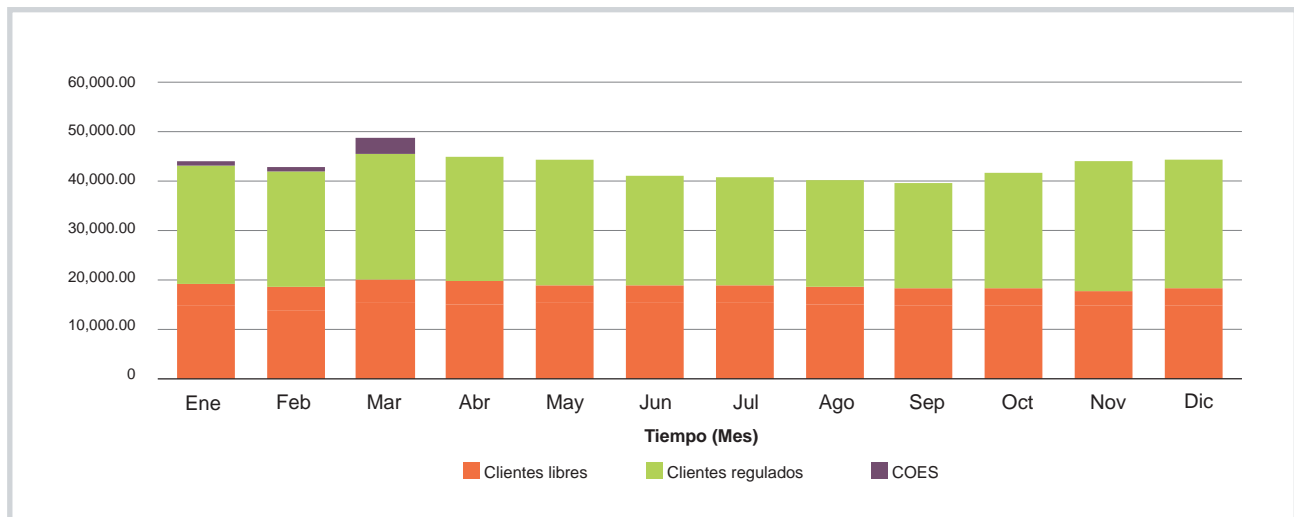
Las ventas por potencia y energía a clientes regulados se incrementaron en 9.58% con respecto al 2013, debido al inicio de la vigencia de contratos

de largo plazo, tanto en enero como en octubre del 2014. Por otro lado, las ventas por potencia y energía a clientes libres disminuyeron en 2.66% debido principalmente al término de algunos contratos y a la menor producción de algunos sectores industriales. La venta de potencia y energía en el COES, tuvo una disminución importante respecto al 2013 debido principalmente a la operación continua de centrales eficientes (C.T. Fénix, C.T. Termochilca, C.H. Huanza, entre otras). Finalmente, la venta total por potencia y energía se incrementó en 2.04% respecto del año anterior.



Cuadro 13 Ventas de energía, potencia y otros (miles de dólares)

Cliente	2014	Variación %	2013
Cientes libres	225,570	-2.66	231,732
Cientes regulados	284,960	9.58	260,060
COES	4,739	-64.03	13,175
TOTAL	515,269	2.04	504,967
Producción Total SEIN (GWh)	41,795,893	5.37	39,667,146

**Gráfico 5 Facturación total por tipo de cliente y mes en 2014 (miles de dólares)**

2.2.5 Variables exógenas que pueden afectar el negocio

Los factores externos —es decir, ajenos a la gestión— que pueden afectar la producción de energía eléctrica de manera significativa son: el clima, los precios internacionales de los combustibles, los desbalances contractuales, la capacidad en el sistema de transporte de gas natural y la congestión de las líneas de transmisión.

El 26 de agosto del 2011, Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) comunicó los resultados del 15° Open Season TGP, donde ofertó capacidad proveniente de la ampliación del sistema de transporte, que se construirá en dos etapas. Así,

cuando ingrese la ampliación de TGP, EnerSur incrementará su capacidad de transporte firme de 2'907,545 m³ por día a 3'353,568 m³ por día.

De igual forma, en agosto del 2011 se incrementó la capacidad de las líneas de transmisión Mantaro-Cotaruse y Cotaruse-Socabaya, lo que permitió transmitir mayor energía eficiente al área sur y, por consiguiente, disminuir la generación en las centrales termoeléctricas de Ilo1 e Ilo21. Asimismo, durante el 2012 se condensó el vapor de recuperación proveniente de la fundición de SPCC (condensación que se inició en octubre del 2011), eliminando de esta forma la inflexibilidad operativa de la C.T. Ilo1.

Entre enero a abril del 2013 la interconexión Centro-Sur (Mantaro-Socabaya) sufrió numerosas

desconexiones debido principalmente a fenómenos atmosféricos que originaron fallas en las líneas Mantaro-Cotaruse-Socabaya, lo que ocasionó interrupciones de suministro en el área sur por actuación del esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF).

Estos eventos generaron un impacto negativo para EnerSur por la energía no suministrada a los clientes del área sur. A raíz de las frecuentes fallas, el COES estableció un límite temporal para dicha interconexión de 330 MW entre los meses de enero a abril. Asimismo, para reducir el impacto de las probables fallas en la interconexión Centro-Sur, a partir del 22 de diciembre del 2012 el COES estableció nuevamente un límite temporal de 300 MW en el horario de 00:00 a 17:00 y de 22:00 a 24:00 horas, y de 440 MW el resto del día. Este nuevo límite estuvo vigente hasta el 29 de marzo del 2013.

En concordancia con el D.U. 049-2008, los retiros de potencia y energía sin contrato del mercado regulado se han asignado a los generadores, siempre en proporción a su energía firme eficiente anual menos sus ventas de energía por contratos. Como resultado de dicha ecuación, durante el periodo 2013 el COES no ha asignado a EnerSur ningún retiro de energía de las empresas distribuidoras sin respaldo contractual, de manera similar que el año anterior.

En mayo del 2014 se aumentaron a 700 MW (en el horario de 08:00 a 23:00 horas) y 750 MW (en el horario de 23:00 a 08:00 horas) los límites de transmisión de potencia del centro al sur del país a través de los dos circuitos de la LT de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya y la LT de 500 kV Chilca-Poroma-Ocoña-Montalvo. Consecuentemente, dejó de operar la C.T Ilo21.

2.3 Instalaciones de la empresa

EnerSur opera instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el Perú desde 1997. Actualmente, opera cuatro centrales termoeléctricas, una central hidroeléctrica y una subestación eléctrica, que le permiten atender, a través del SEIN, a sus clientes a nivel nacional.

2.3.1 Central Termoeléctrica Ilo1 (C.T. Ilo1)

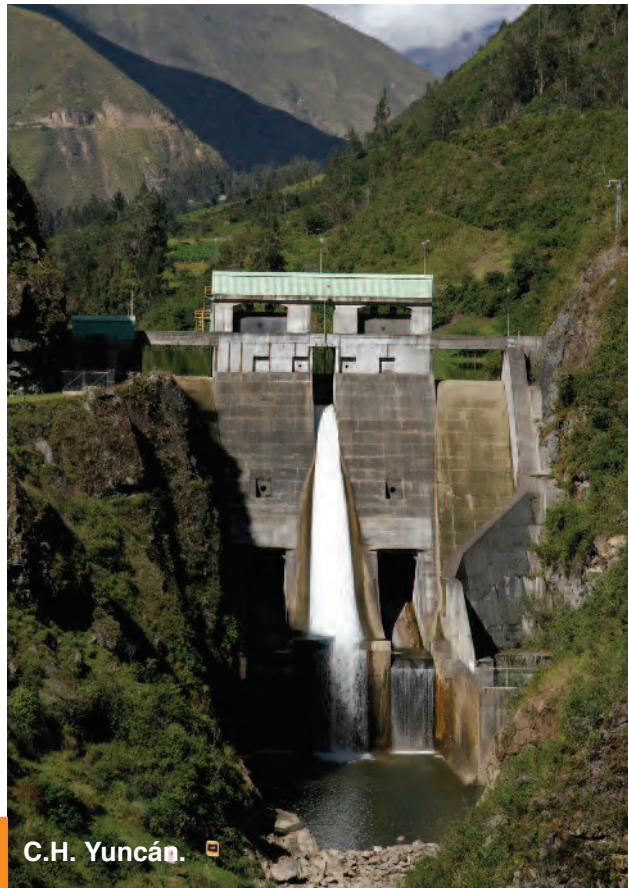
- La C.T. Ilo1, ubicada al norte de la ciudad de Ilo, fue adquirida en 1997 a Southern Peru Copper Corporation (SPCC). Está ubicada junto a la fundición de cobre de SPCC.
- La central está conformada por cuatro calderos de fuego directo que operan con petróleo residual 500; tres turbinas a vapor (TV2, TV3 y TV4) con potencia nominal total de 154.00 MW; dos turbinas a gas de 39.29 MW y 42.20 MW de potencia nominal, respectivamente, y un grupo moto-generador de 3.30 MW de potencia nominal que operan con biodiesel B5. Una de las turbinas a gas posee arranque en *black start* y es única en el sistema sur del Perú.
- La C.T. Ilo1 tiene una potencia nominal total de 238.79 MW y cuenta con dos plantas desalinizadoras que proveen de agua industrial y potable para la operación de la central y para SPCC.
- A inicios del 2013 la turbina a vapor 1 (TV1) de 22.00 MW fue retirada del servicio.

C.T. Ilo31 e Ilo21.



2.3.2 Central Termoeléctrica Ilo21 (C.T. Ilo21)

- La C.T. Ilo21 es la única central de generación eléctrica a carbón en el Perú y está ubicada al sur de la ciudad de Ilo. Su construcción se inició en julio de 1998 y entró en operación comercial en agosto del 2000.
- Posee un generador accionado por una turbina a vapor con una potencia nominal de 135.00 MW.
- La planta cuenta con una cancha de carbón con capacidad de almacenamiento para 200,000 toneladas y un muelle de 1,250 metros de largo, diseñado para buques de 70,000 toneladas de desplazamiento.
- Dispone de dos plantas desalinizadoras que proveen agua industrial y potable para la operación de la central, así como una planta de tratamiento de aguas destinada al tratamiento de aguas residuales, utilizadas en la reforestación de las áreas circundantes a la central.
- Para distribuir la energía producida en la C.T. Ilo21 hacia el SEIN, y posteriormente a sus clientes, EnerSur implementó la expansión de un sistema de transmisión eléctrica en la zona. Este consiste en una línea de transmisión de 220 kV –doble terna Ilo21-Moquegua, de 400 MVA cada una– además de la subestación Moquegua, equipada con dos autotransformadores de 300 MVA cada una y, finalmente, con las líneas de transmisión de 138 kV, Moquegua-Botiflaca y Moquegua-Toquepala. Este plan de expansión de EnerSur ha permitido reforzar la red de transmisión de electricidad de la zona.



2.3.3 Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31 (C.T. Ilo31)

- La C.T. Ilo31 está ubicada al lado de la central a carbón C.T. Ilo21. Es una central que opera bajo el régimen de reserva fría y de acuerdo al contrato firmado con el Estado Peruano.
- La central inició su implementación en mayo de 2011 y entró en operación comercial el 21 de junio del 2013. Su construcción demandó una inversión aproximada de 220 millones de dólares.
- Posee tres turbinas a gas que utilizan biodiésel B5 y proveen una potencia de 500.00 MW.
- La central cuenta con tanques de almacenamiento de diésel con una capacidad de 195,000 barriles, que aseguran una operación de 10 días a máxima carga.

2.3.4 Central Hidroeléctrica Yuncán (C.H. Yuncán)

- Mediante un concurso público internacional, el 6 de febrero del 2004 EnerSur se adjudicó la concesión de la C.H. Yuncán bajo la modalidad de contrato de usufructo, por un plazo de 30 años, contados a partir de setiembre de 2005, cuando se firmó el acta de entrega. El costo total de la concesión asciende a 205 millones de dólares, divididos de la siguiente manera:

- 1) Por derecho de contrato: 57.6 millones de dólares.
- 2) Por derecho de usufructo: 125 millones de dólares.
- 3) Aportes sociales a la zona de influencia: 22 millones de dólares.

- Los dos últimos ítems serán pagados a lo largo de un periodo de 17 años.

- La C.H. Yuncán, que posee una potencia nominal de 134.16 MW, está en las cuencas de los ríos Paucartambo y Huachón, departamento y provincia de Pasco, a 340 kilómetros al noreste de la ciudad de Lima.

- Posee tres turbinas pelton de 44.72 MW de potencia nominal cada una, que permiten producir anualmente, en función de los recursos hídricos disponibles, un promedio esperado de 840 GWh de energía. Para captar el caudal del río Paucartambo se ha construido una presa y un reservorio de control diario llamado Huallamayo, con una capacidad de 1.8 millones de m³ y un volumen útil de 458,000 m³. El caudal captado mediante un sistema de túneles de 21 kilómetros de longitud total llega al conducto forzado y, posteriormente, a la casa de máquinas en caverna, donde es aprovechado para generar energía, para luego entregar las aguas al desarenador de la C.H. de Yaupi de Statkraft del Perú S.A. (antes SN Power). Esta última opera “en cascada” con la C.H. Yuncán.

- La C.H. Yuncán comprende una línea de transmisión de 220 kV, de 50 kilómetros de longitud y una terna de 260 MVA, que interconecta la central (SE Santa Isabel) con el sistema principal de transmisión en la subestación Carhuamayo Nueva.

- En agosto del 2009 se implementó la sala de mando remoto, ubicada a 375 km de la central (oficinas de Lima). Desde allí se opera y controla la puesta en servicio, sincronización y variaciones de carga de unidades, así como el equipamiento electromecánico de la subestación Santa Isabel, además de las presas de Huallamayo y Uchuhuerta.

2.3.5 Central Termoeléctrica ChilcaUno (C.T. ChilcaUno)

- La C.T. ChilcaUno se encuentra ubicada en Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima, a 63.5 kilómetros al sur de la capital.

- Es la primera central construida desde la llegada del gas natural de Camisea, combustible que utiliza para la generación de energía eléctrica.

- Posee tres turbinas a gas, dos de 180.00 MW de potencia nominal, y una tercera de 199.80 MW de potencia nominal, todas las cuales pueden operar tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado. Cuenta con tres calderos de recuperación de calor, instalados en la salida de gases de cada turbina a gas, que generan vapor para una cuarta turbina a vapor de 292.00 MW de potencia nominal.

- Actualmente, la central tiene una potencia nominal total de 852.00 MW.

- La central se empezó a construir en septiembre del 2005 y, al siguiente año, ingresó en operación comercial la primera unidad. Posteriormente, en julio del 2007, entró en funcionamiento la segunda unidad y la tercera lo hizo en agosto del 2009. En

noviembre del 2012 entró en operación comercial la turbina a vapor, cerrando el ciclo y convirtiendo la central en una de ciclo combinado.

- Cuenta con una estación de filtración, regulación de presión y medición de flujo, que acondiciona y prepara el gas natural según los requerimientos de combustión de las turbinas.

- Para conectarse al SEIN y poder entregar la energía generada, la central dispone de una subestación eléctrica de doble barra en 220 kV y de torres de transmisión, donde se conectan las líneas provenientes de la subestación de Chilca (SE Chilca) operada por la empresa Red de Energía del Perú (REP).

- La central cuenta con una sala que centraliza el monitoreo y el control de las tres unidades de generación, así como de la estación de regulación y medición de gas natural y la subestación eléctrica.



C.T. ChilcaUno.

2.3.6 Subestación de Moquegua

- Se ubica en la provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua, a 6 kilómetros al sur de la ciudad de Moquegua.
- La subestación cuenta con una sala de control, dos auto-transformadores de 300 MVA 138/220 kV cada uno y doble barra en 220 y 138 kV. En las barras de 220 kV se conectan las líneas de transmisión Socabaya-Moquegua, Ilo2-Moquegua, Moquegua-Puno, Moquegua-Tacna y Moquegua-Montalvo; mientras que en las barras de 138 kV están las líneas Ilo1-Moquegua, Moquegua-Botiflaca, Moquegua-Toquepala-REP y el suministro a la ciudad de Moquegua, vía celda de transformación 138/10 kV.
- La subestación es un importante centro de recepción, transformación y distribución de electricidad en el sur del país que sirve de punto de conexión de las centrales Ilo1, Ilo21 e Ilo31 al SEIN.

2.3.7 Líneas de transmisión

EnerSur cuenta con un total de 274.28 kilómetros de líneas de transmisión en 138 y 220 kV, las que se usan como parte de nuestro proceso de energía. Están distribuidas según se indica a continuación:

- Línea Ilo2-Moquegua (doble terna): Con una longitud de 72 kilómetros y una capacidad de 400 MVA por cada terna, en 220 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca1: Con una longitud de 31 kilómetros y una capacidad de 196 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Mill Site: Con una longitud de 39 kilómetros y una capacidad de 100 MVA en 138 kV.
- Línea Ilo1-Moquegua: Con una longitud de 2.27 kilómetros y una capacidad de 130 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca2: Con una longitud de 5.99 kilómetros y una capacidad de 160 MVA en 138 kV.

Cuadro 14 Características de las plantas

Plantas	Unidad	Potencia nominal (MW)	Combustible
C.T. Ilo1	TV2	22.00	Vapor / R500
	TV3	66.00	Vapor / R500
	TV4	66.00	Vapor / R500
	TG1	39.29	Diésel 2
	TG2	42.20	Diésel 2
	Catkato	3.30	Diésel 2
Subtotal C.T. Ilo1		238.79	
C.T. Ilo21	TV21	135.00	Carbón / Diésel 2
C.T. Ilo31	TG1, TG2, TG3	500.00	Diésel 2
C.H. Yuncán	G1, G2, G3	134.16	N. A.
C.T. ChilcaUno	TG11	180.00	Gas natural
	TG12	180.00	Gas natural
	TG21	199.80	Gas natural
	TV	292.00	Vapor
Total		1, 859.75	

• Línea Santa Isabel-Carhuamayo Nueva (L-226): Posee una simple terna, con una longitud de 50 kilómetros y una capacidad de 260MVA en 220 kV.

• Línea Chilca-REP (doble terna): Con una longitud de 0.75 kilómetros y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 kV.

2.4 Principales inversiones de la empresa

En sus 17 años de operación, EnerSur ha desarrollado diferentes proyectos de inversión en el país; entre ellos, la construcción de la C.T. Ilo21, la adjudicación de la concesión de la C.H. Yuncán, la instalación de tres turbinas y conversión a Ciclo Combinado de la C.T. ChilcaUno y la puesta en marcha de la reserva fría C.T. Ilo31, alcanzando al 31 de diciembre del 2014 una capacidad nominal de 1,859.75 MW.

En el 2010, EnerSur anunció el desarrollo de tres nuevos proyectos de generación eléctrica con un compromiso de inversión de aproximadamente 820 millones de dólares. Dos de estos proyectos, la conversión a Ciclo Combinado de la C.T. ChilcaUno y la Reserva Fría de Generación en Ilo, ya entraron en operación comercial, en noviembre del 2012 y junio del 2013, respectivamente. El tercer proyecto, la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, ubicada en Áncash, se encuentra en construcción.

A este compromiso de inversión se sumó, en noviembre del 2013, la buena pro otorgada a EnerSur para la construcción y operación de una de las dos centrales termoeléctricas del proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú”, ubicadas en Ilo (Moquegua). Un año después, en noviembre del 2014, EnerSur anunció la ejecución del proyecto de ampliación de la C.T. ChilcaUno en Chilca (Cañete).

2.4.1 Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa

EnerSur viene construyendo una central hidroeléctrica de 112 MW de potencia nominal en la provincia de Huaylas, departamento de Áncash. Dicha central constará de dos turbinas pelton y un reservorio de 270,000 m³ en el río Quitaracsa, con un túnel de conducción de aproximadamente 6 kilómetros y una caída bruta de 874 metros.

El proyecto incluye, dentro de sus principales contratos, uno de obras civiles a precios unitarios, firmado en noviembre del 2010 con la empresa JME S.A.C.; un contrato EPC (Engineering, Procurement, Construction) de suministro y montaje de equipos, suscrito con las empresas Rainpower Norway A.S., Rainpower Perú S. A. C. y STE Energy S.p.A.; un contrato de administración de interfaces y supervisión en sitio con la empresa Tractebel Engineering (LEME & Coyne et Bellier), y, finalmente, un contrato de ingeniería de detalle de obras civiles con la empresa Pöyry.

Para la instalación de las líneas de transmisión de 220 kV y 13.8 kV se ha celebrado sendos contratos EPC con las empresas Abengoa y VCN, respectivamente, mientras que para la construcción de la carretera de acceso a la presa se tiene un contrato con la empresa ICCGSA. Por último, para el suministro y montaje del blindaje metálico del túnel de presión se tiene un contrato con la empresa Bilfinger Vam. La construcción de la central debe culminar en el 2015.

2.4.2 Proyecto Nodo Energético Planta Ilo

El proyecto Nodo Energético Planta Ilo consiste en la instalación de una nueva central termoeléctrica en un terreno adyacente de la C.T. Ilo21, con tres turbinas a gas duales en ciclo abierto con una

potencia nominal de 600 MW (3 x 200 MW) con combustible Diésel B5, y 705 MW (3 x 235 MW) como potencia nominal referencial para su operación con gas natural. Las turbinas operarán inicialmente con diésel. Cuando el gas natural llegue a Ilo a través del Gasoducto del Sur serán convertidas para su operación con gas, manteniendo la capacidad de operar con diésel.

El proyecto incluye la construcción de una nueva línea de transmisión en 500 kV, con una longitud de 75 km, que conectará la nueva central con la Subestación Montalvo, operada por la empresa Abengoa Transmisión Sur.

En febrero del 2014 se firmó el contrato EPC con Abengoa Perú para la construcción de la línea de transmisión, en tanto que en julio se firmó otro con el consorcio conformado por las empresas Técnicas Reunidas de España y JJC de Perú para la construcción de la central de generación e instalaciones auxiliares. En ambos casos se dio la orden de proceder en noviembre del 2014, luego de la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto. En julio de este mismo año se firmó el contrato *leasing* para el financiamiento del proyecto por un monto total de 290 millones de dólares, dividido en partes iguales entre el Banco de Crédito del Perú y el BBVA Continental. En diciembre pasado se suscribió un contrato con Tractebel Engineering, empresa del grupo GDF SUEZ, para los servicios de revisión de diseño, inspecciones a fábrica y supervisión mecánica en sitio.

De tal forma, durante el 2014 se logró la aprobación de los siguientes permisos: Estudio de Impacto Ambiental, Estudio de Pre-Operatividad y Licencia de Construcción de la central termoeléctrica. Asimismo, se obtuvo la servidumbre de una parte del trazo de la línea de transmisión.

Se estima que el proyecto ingrese en operación comercial en marzo del 2017.

2.4.3 Proyecto de ampliación de la C.T. ChilcaUno

El proyecto denominado ChilcaPlus consiste en la construcción de una nueva unidad de generación de ciclo combinado que operará con gas natural y tendrá una potencia instalada de 112.8 MW.

La nueva unidad tendrá capacidad para operar tanto en ciclo simple (75.4 MW) como en ciclo combinado (112.8 MW). El proyecto contempla la instalación de una nueva línea de transmisión en doble terna de 220 kV hasta la subestación eléctrica existente en la C.T. ChilcaUno.

Para el suministro de gas natural se prevé la instalación de un nuevo sistema de tuberías de gas desde la estación de gas existente en la central ChilcaUno. Por su parte, para el suministro de agua se instalará un nuevo sistema de tuberías de agua desalinizada y/o agua desmineralizada desde los tanques de agua ya existentes.

El proyecto tiene la finalidad de ampliar la capacidad instalada de la C.T. ChilcaUno para atender el crecimiento de la demanda y el déficit de energía eficiente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) previsto para los próximos años.

2.5 Procesos legales, judiciales, administrativos o arbitrales

EnerSur no es parte de ningún proceso judicial, administrativo o arbitral que, de ser resuelto en contra de sus intereses, pudiera implicar una contingencia económica que –en opinión de la gerencia– pudiese afectar de manera significativa y adversa los resultados de EnerSur.



3 Información corporativa





Las seis divisiones que componen el presente capítulo se concentran en desarrollar el bienestar de los colaboradores de EnerSur, así como en mantener una correcta armonía con las comunidades donde se desarrollan las operaciones de la compañía, sin daños al medio ambiente. Los talleres, capacitaciones y publicaciones promovidas desde EnerSur buscaron la constante mejora de los procesos internos así como la fluidez en la comunicación con la población y respetando los estándares de seguridad ambiental.

3.1 Capital humano

3.1.1 Dotación de personal

Al término del 2014 el personal de EnerSur era de 494 personas.

Cuadro 15 Personal de la empresa

Rubro	2014
Plana Gerencial (Gerente General y 6 reportes directos)	7
Colaboradores	487

3.1.2 Política de capital humano

Atraer, cuidar, retener, motivar, entrenar y desarrollar personas son las principales misiones del área de Capital Humano; de manera que el talento de nuestros trabajadores asegure el

resultado y crecimiento sostenible de la empresa. Para ello, debe preparar a los colaboradores para los desafíos futuros y mantener un clima laboral positivo.

Capital Humano se enfoca principalmente en los siguientes aspectos:

- La promoción de una cultura de comunicación abierta y transparente.
- Una política salarial objetiva, basada en datos actualizados de mercado (competitividad externa) y grado (equidad interna).
- Un sistema de evaluación del desempeño, con un enfoque en la productividad y la retroalimentación para la mejora constante.
- Un programa de aprendizaje que considera cuatro bloques para cubrir las necesidades: capacitación técnica, corporativa interna, gestión humana y seguridad, salud ocupacional y medio ambiente, bajo un nuevo concepto de “Comunidad de aprendizaje” que integra la capacitación tradicional con la educación *online (blended learning)*, el autoaprendizaje a través de cursos en línea masivos y abiertos (MOOC) y el aprendizaje On the Job Training.
- El desarrollo de talentos a través de evaluaciones de potencial, planes de desarrollo y *mentoring*.
- La constante mejora en la comunicación interna y las actividades de integración.
- Las buenas prácticas para reforzar la motivación, la confraternidad y el trabajo en equipo.
- Los programas “Cuánta energía tienes” y “Jóvenes ingenieros” orientados a promover el empleo en el país y la incorporación de jóvenes talentos que puedan crecer y desarrollarse en la organización.

3.1.3 Convenio colectivo con el sindicato

En el 2014 se mantuvieron las buenas relaciones con el sindicato y se cumplieron los compromisos del convenio colectivo firmado el año anterior por tres años (2013-2015).

3.2 Business Quality

Durante el 2014, EnerSur trabajó en seguir mejorando sus sistemas de control interno y de mejora continua para adaptarlo a las nuevas exigencias de crecimiento de la compañía. Al respecto, se ejecutaron los siguientes proyectos:

- Creación de indicadores de control interno para mejorar el seguimiento de pendientes de los BPO (Dueños de Procesos) respecto a: (i) actualización de la documentación de sus procesos; (ii) cierre de hallazgos de auditoría; (iii) análisis de aplicación de políticas regionales del Grupo GDF SUEZ, y (iv) número de conflictos SOD (Segregation of Duties) existentes en SAP.
- Creación de la “Comunidad BPO” para optimizar la comunicación y apoyo brindado por el área de Business Quality a la gestión de procesos de cada BPO, mediante:
 - La definición de funciones y objetivos específicos para los BPO.
 - La creación e implementación de un programa de capacitación especializado.
 - El acceso a programas internacionales de intercambio de experiencias.
 - La implementación de un *site* exclusivo para BPO que permite acceder a información relacionada con las mejoras prácticas administrativas así como a la lista regional de BPO.

- Apoyo a la Gerencia de Operaciones en la implementación de un Proyecto de Excelencia Operacional para la adopción de las mejores prácticas internacionales en temas de operaciones, mantenimiento, gestión ambiental, salud y seguridad ocupacional y de seguridad de procesos (*process safety*).

3.3 Gestión de calidad

Desde el 2004, EnerSur cuenta con la certificación ISO 9001 para sus procesos de generación y comercialización de energía, lo cual le permite contar con una política de calidad dirigida a que cada persona de la empresa oriente su trabajo al logro de la máxima satisfacción del cliente, tanto interno como externo, incrementando así el valor de la empresa para el accionista.

En este sentido y con la finalidad de adaptarlo a la nueva estrategia de la compañía, durante el 2014 se consolidó la gestión del proceso de despacho de energía eléctrica como nuevo alcance del Sistema de Gestión de Calidad y se trabajó en integrar a la C.T. Reserva Fría Ilo31 a los requisitos de este estándar internacional.



3.4 Gestión ambiental

La política y la carta ambiental de GDF SUEZ son el marco para las actividades de auditoría, coordinación y supervisión de EnerSur, las cuales aseguran el correcto desempeño ambiental de las operaciones y proyectos.

En cumplimiento de la normatividad ambiental vigente y honrando los compromisos suscritos, se cuenta con los siguientes instrumentos de gestión ambiental:

- Programa de adecuación y manejo ambiental (PAMA) de la C.T. Ilo1.
- Estudios de impacto ambiental (EIA) de las C.T. Ilo21, C.H. Yuncán, C.T. ChilcaUno, C.H. Quitaracsa y del Proyecto Nodo Energético Planta Ilo.
- Planes de manejo ambiental (PMA) de la conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, de la variación del trazo de ruta del proyecto de la conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, la C.T. de Reserva Fría de Generación Planta Ilo y la C.H. Quitaracsa.
- Planes de manejo ambiental (PMA) de la adecuación a los estándares de calidad ambiental del agua y adecuación a vertimientos de la C.T. Ilo1, de la C.T. Ilo21 y la C.H. Yuncán.
- Informes técnicos sustentatorios (ITS) de la caldera de vapor auxiliar en la C.T. Ilo1, de la caldera de vapor auxiliar en la C.T. Ilo21, de la modificación de la toma San Mateo de la C.H. Quitaracsa.

3.4.1 Cumplimiento de la legislación ambiental

EnerSur identifica, evalúa e implementa los requerimientos legales relacionados al medio ambiente. Asimismo, participa activamente con las autoridades gubernamentales en el planteamiento de comentarios y sustentos técnicos para las nuevas normas ambientales.

3.4.2 Permisos ambientales

En cumplimiento con la regulación ambiental vigente, EnerSur gestiona la aprobación de las certificaciones ambientales de sus nuevos proyectos de inversión, así como las licencias de reúso, agua desalinizada, adecuación a estándares de calidad de agua y de vertimientos. Todo ello en coordinación con las autoridades competentes, como son la Autoridad Nacional del Agua (ANA), el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio del Ambiente.

En el 2014 se obtuvo la aprobación de: (a) PMA de la modificación de la toma San Mateo de la C.H. Quitaracsa; (b) informe técnico sustentatorio (ITS) de la caldera de vapor auxiliar en la C.T. Ilo21, y (c) EIA Nodo Energético del Sur Planta Ilo. Asimismo, se obtuvieron las autorizaciones provisional y definitiva de vertimientos de aguas de la C.T. Ilo1 y la C.T. Ilo21, respectivamente.

3.4.3 Monitoreo e inspección ambiental

EnerSur cumple con el monitoreo periódico de sus efluentes, cuerpos de agua receptor, emisiones gaseosas, calidad del aire, parámetros meteorológicos, calidad del suelo, ruido ambiental y campos electromagnéticos, además del control de flora y fauna, taludes y caudal ecológico. Los resultados de estos monitoreos se presentan dentro



de los plazos establecidos por la autoridad competente y los verifica periódicamente el ente fiscalizador.

Asimismo, EnerSur realiza inspecciones ambientales en las sedes operativas y proyectos en construcción, a fin de verificar el cumplimiento de los compromisos ambientales descritos en los instrumentos de gestión ambiental vigentes.

3.4.4 Gestión de accidentes e incidentes ambientales

Como parte de nuestra política, se realiza el reporte y tratamiento de los incidentes y accidentes ambientales que se produzcan en el desarrollo de nuestras actividades con la finalidad de analizarlos, corregirlos y prevenir la reincidencia del evento.

Durante el 2014 no se presentaron accidentes ambientales y se reportaron más de 15 incidentes ambientales.

3.4.5 Programa de Gestión Ambiental (PGA)

Se formula en función de los requisitos legales EIA, PAMA y PMA y los planes de acción derivados de la revisión anual de los listados de aspectos e impactos ambientales.

Cada superintendencia tiene definido su PGA, incluidos los requisitos legales, compromisos corporativos y objetivos anuales definidos para su sede operativa o proyecto en construcción.

3.4.6 Gestión integral de residuos

EnerSur, en cumplimiento de la Ley General de Residuos Sólidos y su reglamento, realiza la gestión de residuos en tres etapas:

- Segregación en origen y recolección de los residuos, para lo que cuenta con puntos de recolección para residuos en cada instalación.
- Almacenamiento central de residuos, por lo que cada central tiene un patio de almacenamiento temporal de residuos, denominado PAT.
- Transporte y disposición final de los residuos, para lo cual empresas autorizadas por la Dirección General de Salud Ambiental (Digesa) se encargan del proceso.

La autoridad fiscalizadora –el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA)– supervisa el proceso de recolección, transporte y disposición final, en cumplimiento de la reglamentación respectiva.

En el 2014 se generaron 237 toneladas de residuos no peligrosos y 285 toneladas de residuos industriales peligrosos, las cuales fueron

adecuadamente dispuestas en rellenos de seguridad. Se destinaron 77 toneladas de residuos reciclables peligrosos al proceso, entre ellos aceite usado, borras de hidrocarburos, aparatos eléctricos/electrónicos y baterías de ácido-plomo. Asimismo, se reunieron 70 toneladas de residuos no peligrosos reciclables, como papel, cartón, plásticos, vidrios, chatarra metálica, madera y neumáticos, para un adecuado aprovechamiento por empresas recicladoras.

3.4.7 Capacitación, sensibilización y competencia del personal en materia ambiental

- Inducción en medio ambiente.
- Charlas sobre los instrumentos de gestión ambiental, manejo de residuos, reporte de incidentes ambientales, uso racional de los recursos naturales, etc.
- Capacitación de acuerdo con el puesto o la necesidad.
- Capacitación a responsables locales de medio ambiente de las sedes y proyectos.
- Simulacros de emergencia y capacitación de brigadistas.

3.4.8 Programa de forestación

Algunos de los productos obtenidos tras la forestación de 11 hectáreas de la C.T. Ilo21, en medio de una zona desértica, fueron olivo, tamarix, mioporo, palmera, mimosa, araucaria, molle y laurel. En los huertos instalados se producen margaritas, hiedras, pelargonio, portulaca, manzanilla, achira,



Campamento
Huallamayo –
C.H. Yuncán

shiflera, oreja de elefante, anturio, aralias y frutales, como granadilla, cítricos, lúcuma y plátano. El riego se realiza con agua proveniente de la planta de tratamiento de aguas residuales. Todo el desarrollo de las especies vegetales descritas ha propiciado la aparición de insectos, reptiles y aves, así como el avistamiento de pequeños mamíferos, entre los que destaca el zorro costero.

Asimismo, los residuos del comedor y de rastrojos provenientes de podas y cortes de áreas verdes –por ejemplo, la cancha de fútbol de los trabajadores– son convertidos en compost y humus.

En la C.H. Yuncán se reforestaron áreas de la central y áreas comunales ubicadas en la zona de influencia directa, siendo en total 14 hectáreas entre plantones de eucalipto, tara y albicias. En las instalaciones de Yuncán se reforestaron las áreas del túnel Achira, ventana 3 y las riberas de la presa Huallamayo. Asimismo, se propulsó la reforestación de áreas comunales (Huallamayo, Santa Isabel, Puagmaray), educativas (en convenio con la UNDAC y con instituciones educativas de CP Huallamayo, Santa Isabel, Puagmaray) y otras instituciones de la zona (Fondo Social Yuncán).

3.5 Gestión de seguridad y salud ocupacional

3.5.1 Política de seguridad y salud ocupacional

La política de Seguridad y Salud Ocupacional (SSO) de EnerSur cumple con los requerimientos legales, políticas y reglas del Grupo GDF SUEZ, siendo este el marco de su sistema de gestión SSO que abarca las actividades operativas y proyectos, cubriendo a personal propio, contratistas y terceros. Este sistema de gestión SSO contempla lo siguiente:

- Cumplimiento de la legislación vigente.
- Gestión de riesgos, planificación y prevención.
- Competencia y capacitación.
- Comunicación y participación del personal.
- Controles operativos.
- Verificación y seguimiento.
- Gestión de emergencias y crisis.
- Gestión de accidente e incidentes.
- Comportamiento seguro.
- Mejora continua.

3.5.2 Cumplimiento de legislación en materia de seguridad y salud ocupacional

EnerSur identifica, evalúa e implementa los requerimientos legales relacionados a seguridad y salud ocupacional. Asimismo, participa activamente con las autoridades gubernamentales en el planteamiento de comentarios y sustentos técnicos para las nuevas normas o modificaciones legales.

3.5.3 Gestión de riesgos, planificación y prevención

La identificación, evaluación y control de riesgos es el punto de partida del sistema de gestión SSO de EnerSur. La gestión de riesgos cubre los puestos de trabajo, instalaciones, procesos, adquisiciones y servicios. Esta se incorpora en todas las etapas de vida de la empresa, desde el diseño y desarrollo hasta la construcción, puesta en marcha, operación y posterior cierre, con el fin de prevenir su ocurrencia.

La gestión de riesgo está incorporada en todas las actividades de planificación con el objetivo de definir los controles, responsabilidades, recursos y compromisos antes de la ejecución de cualquier actividad, incorporando criterios o principios de prevención.

Con la finalidad de controlar y mejorar continuamente la gestión de riesgos, se establecen objetivos, programas de gestión y programas de mejora, siendo estos:

- Objetivos de reducción de accidentes.
- Objetivos para mejora en comportamiento y cultura en seguridad.
- Objetivos para mejoras en controles de riesgos en instalaciones, procesos y actividades.

- Programa anual y de mejoras en seguridad y salud en el trabajo.

3.5.4. Competencia y capacitación

EnerSur define y asegura que el personal cuente con las competencias necesarias para la ejecución de un trabajo seguro, las que son reforzadas con inducción, sensibilización, capacitación y entrenamiento.

Durante el 2014, los trabajadores en general recibieron las siguientes capacitaciones:

- Inducción del trabajador nuevo, practicantes, becarios, visitas, comunidades y personal de contratistas.
- Información sobre los compromisos, procedimientos y políticas en seguridad y salud en el trabajo, así como cumplimiento legal.
- Certificaciones para el control de riesgos y ejecución de trabajos seguros.
- Capacitaciones técnicas especializadas.
- Capacitaciones para la actuación frente a emergencias.
- Capacitaciones en comportamiento seguro.
- Charlas semanales y charlas de 5 minutos antes de cada trabajo y charlas de sensibilización.

3.5.5 Comunicación y participación del personal

La empresa promueve la participación del personal en temas de seguridad y salud; para ello se cuenta con representantes de trabajadores y comités de seguridad en cada una de las sedes de la empresa, incluyendo la participación del sindicato mayoritario.

Se cuenta con los siguientes comités de seguridad:

- Comité Central de Seguridad.
- Subcomité de seguridad Sede Ilo.

- Subcomité de seguridad Sede Yuncán.
- Subcomité de seguridad Sede Chilca.
- Subcomité de seguridad Sede Quitaracsa.
- Subcomité de seguridad Sede Lima.

Asimismo, se cuenta con procedimientos y canales de comunicación para que el personal y partes interesadas puedan opinar, reclamar o discutir cualquier aspecto relacionado con temas de seguridad y salud en el trabajo.

3.5.6 Control operativo

Con la finalidad de controlar los riesgos y prevenir sus ocurrencias, se ha elaborado políticas, estándares y procedimientos de trabajo cubriendo los siguientes aspectos: riesgos industriales, mantenimientos, diseño y desarrollo, ejecución de obras, salud ocupacional, exámenes médicos, adquisiciones, gestión de contratistas, ejecución de servicios, manejo de materiales peligrosos, control de protecciones y de equipos de seguridad de proceso, maquinaria pesada y otros aspectos relacionados a las actividades de EnerSur.

3.5.7 Verificación y seguimiento

Para asegurar que los controles y requerimientos para la prevención de riesgos se ejecuten según lo planificado, se realizan actividades de verificación y seguimiento, siendo las principales:

- Inspecciones: planeadas, periódicas e inopinadas a instalaciones, construcción de obras, equipos y trabajos.
- Observaciones de tareas.
- Monitoreos de higiene ocupacional (ruido, iluminación, radiaciones, compuesto químicos, compuestos orgánicos, polvo, temperatura, estrés térmico, compuestos biológicos, entre otros).
- Inspecciones de equipos: extintores, sistemas contra incendio, vehículos, equipos de emergencia.

- Verificaciones de salud ocupacional: botiquines, tópicos, comedores.
- Seguimiento a exámenes médicos y enfermedades ocupacionales.
- Seguimiento al cumplimiento de requerimientos legales y normativos.
- Auditorias.

Estas se encuentran incluidas en el Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo, a partir del cual cada sede elabora, controla y hace seguimiento al cumplimiento de su programa específico.

3.5.8 Gestión de emergencias y crisis

Se cuenta con planes de contingencia y gestión de crisis para hacer frente a una emergencia y mitigar su impacto. Asimismo, se realizan simulacros periódicos con la finalidad de garantizar que el personal conozca y responda según los lineamientos establecidos en los planes.

3.5.9 Gestión de accidentes, incidentes y enfermedades

Es parte de la política de EnerSur el reporte y tratamiento de todos los accidentes, incidentes o enfermedades que se produzcan en el desarrollo de nuestras actividades, con la finalidad de analizarlos, corregirlos y prevenir un nuevo evento.

Durante el 2014 se ha tenido cero (0) accidentes fatales, un (1) accidente incapacitante⁴ en operaciones y mantenimiento (O&M) y seis (6) accidentes incapacitantes en el proyecto C.H. Quitaracsa. Asimismo, se han identificado y gestionado 180 incidentes vinculados a temas de seguridad y salud ocupacional.

⁴ "Accidente incapacitante" implica un descanso médico mayor de 24 horas después del día en que ocurre el accidente.

3.5.10 Comportamiento seguro y mejora continua

Siendo el personal el eje central en la política de prevención de EnerSur, durante el 2014 se trabajó en mejorar el comportamiento y percepción del personal con respecto a los temas de seguridad y salud ocupacional.

Para ello se realizaron:

- Capacitaciones en cultura y seguridad basada en comportamiento.
- Aprobación e implementación de una política de sanciones y reconocimiento.
- Campañas orientadas a involucrar al personal: semana de la prevención, actitud preventiva.
- Campañas de prevención y de salud ocupacional: dieta saludable, manejo de estrés, exámenes médicos.
- Revisión y adecuación de procedimientos y estándares de seguridad con la participación del personal.
- Comunicación a través de avisos, boletines y correos electrónicos (*e-mail*).
- Caminatas de seguridad de gerentes, superintendentes y jefes.
- Gestión del cambio.

Entre los principales programas de mejora implementados en el 2014 están:

- Programa Hearts and Minds, orientado a mejorar el comportamiento seguro e incrementar la cultura de seguridad en la empresa.
- Herramienta de observación de tareas Fresh Eyes.
- Campaña Poderosos y Seguros, orientada a lograr la participación y compromiso del personal en la prevención de riesgos, así como promover el cuidado mutuo entre el personal.
- Campaña de Salud: nutrición, casos con restricciones médicas, ergonomía, riesgos psicosociales.



Maratón de la energía.

3.6 Gestión social: Creciendo Juntos

3.6.1 Proyectos de responsabilidad social

Durante el 2014, EnerSur continuó avanzando de la mano con las comunidades de las zonas donde opera, impulsando la ejecución de programas de responsabilidad social y desarrollo sostenible. A través de la gestión social desplegada por EnerSur, en el 2014 se benefició a miles de pobladores de las ciudades y centros poblados de Chilca (Lima), Huachón y Paucartambo (Pasco), Quitaracsa (Áncash) e Ilo (Moquegua).

Para lograr un manejo adecuado de las demandas sociales en las zonas de operación, EnerSur trabaja su gestión social bajo cuatro líneas de acción:

- Desarrollo de capacidades productivas.
- Infraestructura.
- Medio ambiente.
- Educación y salud.



DESARROLLO DE CAPACIDADES PRODUCTIVAS

Agroemprendimientos: Una nueva forma de mirar el campo (Huachón y Paucartambo, Pasco)

En el 2014, EnerSur asumió el reto de asociar y formalizar a los agricultores de los distritos de Paucartambo, Huachón y Quiparacra (Pasco) para que accedan a mercados potenciales, vendiendo más y a mejores precios.

Esta iniciativa de EnerSur incluyó la organización de talleres y escuelas de campo con los agricultores para acompañar su proceso de formalización y fortalecer sus capacidades de organización. De esta forma, los agricultores se preparan para afrontar alianzas y negocios con nuevos clientes desde una perspectiva empresarial.

Agroemprendimientos inició en el 2011 con la finalidad de mejorar la dinámica económica de los agricultores a través del ingreso de productos altamente rentables y de alto potencial agrícola, según las condiciones de cultivo en cada zona. Los productos priorizados por EnerSur en las tres comunidades fueron la granadilla, el aguaymanto, el rocoto, la lúcuma y el palto, cuyos potenciales económicos fueron determinados mediante un estudio técnico de clima y suelos.

Hasta la fecha se ha organizado a más de 110 agricultores, reunidos en 11 grupos de confianza que apuestan por la asociación y la comercialización de los productos a gran escala. Parte de estos grupos de agricultores ya se ha formalizado y están inscritos en la entidad recaudadora de impuestos (SUNAT) y Registros Públicos, además de contar con una junta directiva y estar preparados para entablar relaciones comerciales.

Programa Aprende y Emprende (Chilca, Lima)

Por segundo año consecutivo, en el 2014 EnerSur implementó el programa Aprende y Emprende, que busca promover el emprendimiento y las iniciativas microempresariales en Chilca. El programa impulsó iniciativas de negocio individuales y grupales realistas, creativas y sostenibles en el tiempo.

El programa comprendió la capacitación y asistencia técnica para la formulación de planes de negocio y proyectos productivos, además de asesoría y seguimiento durante la implementación de los negocios seleccionados. Por otro lado, se realizaron campañas que buscan sensibilizar a las personas sobre la manera de optimizar su calidad de vida mediante el emprendimiento de negocios de acuerdo con la demanda local y regional. Durante el último año se

realizaron 16 talleres en el Asentamiento Humano Virgen del Carmen y otros 7 en el anexo Las Salinas, completando 50 horas de capacitación que beneficiaron a 50 pobladores. Igualmente, se realizó la segunda convocatoria para Aprende y Emprende, que recabó 22 propuestas de futuros negocios de la zona.

Programa de apoyo a planes de negocio de los pescadores artesanales (Ilo, Moquegua)

EnerSur financió cuatro proyectos de negocio de asociaciones de pescadores organizados de Ilo para la convocatoria de Procompite 2014, de los cuales tres resultaron ganadores. La Ley de Procompite permite a los gobiernos regionales y locales implementar fondos concursales para el cofinanciamiento de propuestas de planes de negocios presentados por pequeños productores de manera asociada.

Gracias a la confianza depositada por EnerSur en las propuestas de negocio de los pescadores, estos tendrán la posibilidad de ver cumplido sus proyectos a través del cofinanciamiento que les ofrece el Gobierno Regional de Moquegua. Entre los proyectos ganadores se encuentran:

- Mejoramiento de la extracción y comercialización en la cadena productiva del camarón, presentado por la Asociación de Pescadores Huacanal Osmore del Río Moquegua.
- Extracción y comercialización de recursos hidrobiológicos, presentado por la Asociación de Pescadores de Altura y Extractores Marisqueros de Ilo.
- Mejoramiento de la capacidad operativa para la extracción de recursos hidrobiológicos de los acuicultores del sur.

Adicionalmente, EnerSur realizó programas de capacitación en el

sector industrial eléctrico para el Sindicato Unificado de Pescadores de la Provincia de Ilo, en coordinación con el Servicio Nacional de Adiestramiento en Trabajo Industrial (Senati) para permitir que los pescadores tengan otras opciones de obtención de puestos de trabajo.

INFRAESTRUCTURA

Programa Mejorando la Infraestructura Comunal (Quitaracsa, Áncash)

EnerSur ejecutó durante el último año un programa de infraestructura social destinado a mejorar la calidad de vida de las comunidades de su zona de influencia de la futura Central Hidroeléctrica Quitaracsa. Ahora, los vecinos del centro poblado de Pachma podrán mejorar la calidad de su producción agrícola con nuevos depósitos de agua, gracias a que EnerSur culminó la construcción de dos reservorios como parte de su compromiso con la comunidad campesina de Kiman Ayllu. De esta forma, los vecinos de la zona podrán almacenar el agua para riego y reorientar la agricultura hacia cultivos especializados que generen mayores ingresos para la población. De igual forma, EnerSur rehabilitó y mejoró el antiguo canal de agua de Kakachaquín, del anexo de Secsi, dado que los pobladores no contaban con agua debido a



la geografía del sector. Ahora, gracias a EnerSur, el canal potenciará la capacidad productiva de sus tierras.

EnerSur también apoyó la construcción de una casa magisterial en la comunidad campesina de Quitaracsa para los docentes de la Institución Educativa Mariano Melgar. Asimismo, EnerSur realizó la construcción de un local comunal en la comunidad de Quitaracsa para facilitar las reuniones sociales, celebraciones oficiales y actividades cívicas, y construyó el puente Agilio Carranza en el centro poblado Quitaracsa, que permite a los vecinos comunicarse con los pueblos de la otra ribera con total seguridad.

EnerSur también apoyó en la instalación de dos equipos satelitales de telefonía en los sectores de Quitaracsa y Secsi. Que la señal celular llegue de manera clara a estas comunidades mejora la calidad de vida de los vecinos, al estar comunicados con sus familias, amigos y proveedores.

MEDIO AMBIENTE

Plan de sitio de Punta Coles (Ilo, Moquegua)

En setiembre del 2014 se aprobó el Plan de Sitio de la Reserva Nacional del Sistema de Islas, Islotes y Puntas Guaneras Punta

Coles, en la provincia de Ilo, Moquegua, documento de planificación que busca realizar una adecuada gestión de la actividad turística dentro de esta zona natural al considerar la protección de la biodiversidad y su aprovechamiento sostenible.

La aprobación de este plan partió de la iniciativa de la Municipalidad Provincial de Ilo y EnerSur, que actuó como nexo entre el gobierno local y el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SERNANP) para su aprobación y puesta en marcha. EnerSur, además, actuó como facilitador en talleres informativos para explicar e involucrar a los pescadores artesanales de Ilo en este proyecto de gran potencial para la ciudad y sus habitantes.

Dentro de las líneas de acción del Plan de Sitio de Punta Coles se señalan las pautas a seguir en la gestión de la actividad de turismo sostenible, siendo una de ellas la instalación de infraestructura y equipamiento como soporte para la atención de los servicios turísticos que se

brindarán en la zona, como el servicio de guiado, de recreación, de orientación, de descanso, servicios higiénicos, servicios de atención, acondicionamiento de las rutas turísticas, miradores, entre otros.

EDUCACIÓN Y SALUD

Experimento, ciencia para todos (Lima y Moquegua)

Con la finalidad de mejorar y fortalecer los conocimientos científicos de los escolares de tercero a quinto de primaria de Chilca (Lima) e Ilo (Moquegua), EnerSur por segundo año consecutivo desarrolló "Experimento", proyecto internacional de educación de la fundación Siemens Stiftung que en el Perú desarrolla EnerSur, en alianza con el Instituto Apoyo.

El proyecto, del que participan más de 1,460 escolares, se enfoca en las áreas de energía, salud y medio ambiente a través de un proceso de aprendizaje por indagación, proceso activo por el que los escolares construyen nuevos conocimientos mediante



Proyecto Experimento.

la formulación de preguntas, hipótesis, validación e investigación continua.

Los insumos que se entregan a los alumnos son cajas especiales que contienen más de 20 sencillos experimentos. Los profesores juegan un papel clave en la metodología del programa. Ellos reciben capacitaciones y además cuentan con un kit educativo que contiene recursos didácticos que refuerzan las sesiones educativas, aplicando la metodología propuesta por el programa. Se trabaja también de forma integral mediante redes con los directores, las gerencias regionales de educación y las Unidades de Gestión Educativa Local (UGEL).

En Chilca, donde el programa ya tiene dos años de ejecución, la evaluación del primer año entre escolares del tercero y cuarto de primaria muestra un incremento positivo respecto al inicio de la intervención. Las variables que más se han elevado entre los alumnos luego de la intervención del programa fueron

“conocimiento científico”, que es la comprensión de ideas sobre el cuerpo humano, los sentidos, el medio ambiente y la energía eléctrica, e “indagación”, que es la capacidad de participar en un proceso activo que busca contestar preguntas por intermedio de la investigación.

Caravana Escolar

Como parte del objetivo de EnerSur de elevar la calidad educativa de Moquegua, Chilca, Áncash y Pasco, se realizó un año más la Caravana Escolar de EnerSur 2014 en nuestras zonas de operación, con la entrega de útiles escolares para el nivel inicial, primario y secundario.

En total, EnerSur entregó 17 mil paquetes escolares, que han servido de gran apoyo para la economía de las familias y contribuido con la educación básica a través de útiles y materiales indispensables para el inicio del año escolar.

Caravana de la Salud

Conforme al compromiso con las comunidades donde opera, durante el 2014 EnerSur desarrolló importantes esfuerzos para contribuir a mejorar la salud de sus comunidades vecinas.

Tanto en Chilca (Lima), Huallanca y Quitaracsá (Áncash) y Yuncán (Pasco), la Caravana de la Salud de EnerSur llevó a profesionales

de la salud para ofrecer atenciones médicas gratuitas y de calidad.

Durante las jornadas de salud en todas nuestras comunidades de influencia se atendió aproximadamente a mil personas, que accedieron a los servicios gratuitos de odontología, psicología, medición de presión arterial, descarte de diabetes, exámenes de orina y sangre, así como ecografías para las mujeres gestantes, entre otros.

Maratón de la Energía (Ilo, Moquegua)

Por décimotercer año consecutivo EnerSur organizó la tradicional “Maratón de la Energía”, fiesta deportiva que se realiza en la ciudad de Ilo. En el 2014 se reunió a más de 1,600 corredores, principalmente escolares, quienes participaron de las categorías 2.5K y 5K.

EnerSur premió a los ganadores de la carrera y a los escolares de las instituciones educativas que ocuparon los primeros lugares con el financiamiento de las mejoras en las instalaciones de sus centros educativos. La Maratón de la Energía es una clara muestra del compromiso sostenido de EnerSur con la juventud, el deporte y la promoción de espacios de recreación.

Caravana escolar.



3.6.2 Voluntariado corporativo

La campaña contra el friaje 2014 que organizó el voluntariado de EnerSur superó todas las expectativas. Las donaciones de ropa de abrigo y frazadas recolectadas en todas las sedes de la empresa fueron entregadas a los pobladores del distrito de Chotaja, en las alturas de la región Moquegua. Se entregó más de 600 prendas que servirán para proteger del frío a niños, ancianos y mujeres de esta zona cerca a los 5,000 m.s.n.m. Igualmente, el voluntariado de EnerSur se organizó para celebrar la fiesta de Navidad de los niños de escasos recursos de la Institución Educativa pública Mariscal Domingo Nieto de la provincia de Ilo, Moquegua. Los voluntarios llegaron a recolectar una importante cantidad de regalos y víveres para que los niños entre los 6 y 8 años pudieran celebrar esta importante fiesta.

3.6.3 Asociación Fondo Social Yuncán

La Asociación Fondo Social Yuncán (AFSY), entidad que gracias al D.L. 996 y su reglamento recibió la transferencia de recursos del fideicomiso Aporte Social Yuncán, a cargo de ProInversión, se constituyó a inicios del 2009. La asociación administra los aportes de EnerSur por el usufructo de la C.H. Yuncán y los invierte en programas de carácter social destinados a ejecutar proyectos de desarrollo sostenible que benefician a las poblaciones ubicadas en las áreas de influencia de la central, como son los distritos de Paucartambo y Huachón. EnerSur es miembro de la AFSY y, de manera coordinada con las municipalidades de la zona de influencia, apoya a la asociación.

Durante el 2014, el AFSY realizó las siguientes acciones:



- Construcción, para beneficio de los escolares de Santa Isabel, en Paucartambo (Pasco), del laboratorio de ciencias de la Institución Educativa César Vallejo.
- Mejoramiento de las instalaciones del puesto de salud del Centro Poblado La Victoria, en Paucartambo, y reconstrucción del sistema de agua potable de la localidad.
- Implementación de la oferta de servicio de laboratorio clínico del centro de salud de Quiparacra, en el distrito de Huachón, y construcción del estadio del colegio Rogelio Mendoza Caballero, de la misma localidad.
- Mejoramiento de los cultivos locales del Centro Poblado de Auquimarca, en Paucartambo, mediante la implantación de injertos frutícolas como la chirimoya y la lúcuma, por ser productos de mayor potencial económico.
- Instalación del sistema de telecomunicaciones del Centro Poblado La Victoria, en Paucartambo, para que la población local pueda contar con conexión celular y de televisión.



3.7 Premios y reconocimientos

Premio Desarrollo Sostenible 2014

La Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE) reconoció a EnerSur con el premio “Desarrollo Sostenible 2014”, en la categoría Esfuerzos de Gestión Ambiental, por su proyecto “Aprovechamiento ecoeficiente del agua para una mayor generación de energía eléctrica en Chilca”.

Este es el segundo año en el que EnerSur logra el galardón que entrega la SNMPE en virtud a las prácticas ambientales y sociales de sus asociados. En el 2012, EnerSur obtuvo un doble reconocimiento de parte del gremio por los proyectos “Agroemprendimientos, una nueva mirada al campo” y “Una revolución digital en Santa Isabel”, ejecutados en la zona de influencia de la Central Hidroeléctrica Yuncán, en Pasco.



Premio Rímac a la Seguridad

De manos de la empresa Rímac Seguros, EnerSur recibió por segundo año consecutivo el premio “Experiencia Exitosa en la Prevención de Riesgos Laborales 2013” por su destacada labor a favor de la prevención, salud ocupacional y control de riesgos laborales.

La compañía Rímac Seguros otorga cada año esta distinción entre sus clientes corporativos. EnerSur presentó como propuesta el programa “Cambio de cultura en seguridad”, el cual está orientado a mejorar el comportamiento y participación del personal en iniciativas y mejoras de seguridad y salud ocupacional, con la finalidad de cumplir con los controles preventivos, mejoras en conducta y estilo de vida tanto a nivel laboral como personal.

3.6.4 Publicaciones externas en zonas de influencia

Kunan y *El Chilcano* son dos experiencias exitosas en el manejo de la comunicación con las comunidades de influencia. Desde el 2014 se ha unido a ellos *Alpa*, un bimensuario para la comunidad de Quitaracsa, donde se construye la futura C.H. Quitaracsa. Cada publicación responde a la realidad socioeconómica del lugar para cumplir con el objetivo de integrar a la comunidad bajo un solo ideal.

Al ser comunidades postergadas económicamente y carentes de medios de comunicación efectivos, *Kunan*, *El Chilcano* y el *Alpa* asocian en sus informaciones costumbres y sentimientos de la zona, de modo que se integren bajo factores de progreso y desarrollo y promuevan la autosuperación.



4 Información financiera





4.1 Gestión financiera

La ganancia neta de EnerSur en el 2014 fue 8% mayor que en el 2013. La explicación para las variaciones en los principales rubros del Estado de Resultados Integrales es la siguiente:

4.1.1 Ventas netas

Las ventas netas de energía eléctrica registradas por EnerSur al cierre del 2014 fueron de USD 618.9 millones, 1.5% mayores respecto al ejercicio anterior (USD 609.9 millones). El incremento se debió a los mayores ingresos por venta de potencia y peaje a clientes libres por los nuevos contratos firmados durante el año.

4.1.2 Costo de ventas

En el 2014, el costo de ventas fue de USD 353.8 millones, menor en 3.3% respecto al 2013 (USD 365.7 millones). Esta reducción se debe principalmente a menores costos de combustible, principalmente carbón y petróleo (R500 y diésel), producto de la menor generación de las centrales C.T. Ilo21 y C.T. Ilo1.

4.1.3 Gastos de administración

Los gastos de administración en el 2014 fueron de USD 24.6 millones, 5.7% menores a los del 2013 (USD 26.1 millones), debido principalmente a menores gastos por cargas de personal y otros gastos de gestión. Cabe mencionar que durante el cuarto trimestre del 2013 se registraron gastos no recurrentes por aproximadamente USD 1.5 millones relacionados a gastos por otros servicios.

4.1.4 Ingresos y gastos financieros

En el 2014, los ingresos financieros (USD 0.4 millones) fueron 61% menores respecto a los del 2013 (USD 1.0 millones), debido principalmente a menores ingresos por depósitos a plazo.

Los gastos financieros del 2014 (USD 36.9 millones) disminuyeron un 4% respecto a los del año anterior (USD 38.3), debido principalmente a menores gastos por intereses a partir de las menores tasas de los préstamos de mediano y corto plazo, sumado a la redención de la 5ª emisión del Programa de Bonos Corporativos.

4.1.5 Otros ingresos y otros gastos

En el 2014, los otros ingresos (USD 2.2 millones) se redujeron con respecto a los del 2013 (USD 8.4 millones), principalmente porque en el 2013 se recibieron ingresos por (i) reembolso del seguro por un siniestro ocurrido en la C.T. Ilo1 en el 2011 –reclamo cuyo monto total ascendió a USD 4.7 millones–, y (ii) penalidades cobradas a un contratista –por un monto de USD 2.7 millones–.

4.1.6 Ganancia neta

La ganancia neta del ejercicio 2014 fue de USD 137.6 millones, 8.0% mayor a la del 2013 (USD 127.4 millones). La utilidad básica por acción común en el 2014 fue de USD 0.271, frente a USD 0.251 en el 2013.



4.2 Financiamiento y endeudamiento

Durante el 2014, EnerSur ejecutó diversas operaciones con el objetivo de financiar nuevas inversiones y capital de trabajo:

- En junio del 2014 se suscribió un contrato de préstamo sin garantía por la suma de USD 100 millones otorgado por los bancos The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd. y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (por la suma de USD 50 millones cada uno), por un plazo de seis años. Este préstamo fue utilizado para refinanciar las deudas de corto plazo mantenidas a la fecha por el mismo importe.
- En julio del 2014 se suscribieron dos contratos de arrendamiento financiero con los bancos BBVA Continental y Banco de Crédito del Perú, cada uno hasta por un monto de USD 145 millones y un plazo de siete años y medio, destinados a financiar la construcción del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú-Planta Ilo.
- En octubre del 2014 se suscribieron dos contratos de arrendamiento financiero con el banco BBVA Continental por un monto total de hasta USD 125 millones por un plazo de ocho años, destinados a financiar la construcción del proyecto de ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno.

Al 31 de diciembre del 2014, la deuda financiera fue de USD 807.74 millones, y se encuentra detallada en la nota 16 de los estados financieros auditados al 31 de diciembre del 2014.



4.3 Dividendos

La Junta General de Accionistas del 11 de febrero del 2004 aprobó la política de dividendos de EnerSur, la misma que fue ratificada por la Junta General de Accionistas del 12 de mayo del 2005, posteriormente modificada por la Junta General de Accionistas del 13 de septiembre del 2005 y la Junta Obligatoria Anual de Accionistas del 19 de marzo del 2007, y modificada nuevamente por la Junta General de Accionistas del 21 de setiembre del 2010.

La política actual de dividendos establece la distribución equivalente al treinta por ciento (30%) de las utilidades anuales disponibles, según sean determinadas en cada ejercicio anual, o un porcentaje mayor si así se estimara conveniente.

En la Junta Obligatoria Anual de Accionistas del 26 de febrero del 2014 se aprobó la distribución de utilidades del periodo 2013. Considerando que en la sesión de Directorio del 12 de noviembre del 2013 se aprobó un pago de dividendos a cuenta de las utilidades del 2013 (generados al 30 de junio del 2013) por la suma de USD 18.2 millones, se fijó el 30 de abril del 2014 como fecha de pago del saldo pendiente de los dividendos a repartir por dicho ejercicio, el cual ascendió a USD 20.1 millones.

El Directorio de EnerSur aprobó, con fecha 11 de noviembre del 2014, distribuir un dividendo a cuenta de las utilidades acumuladas al 30 de junio del 2014 por un monto de USD 21.6 millones, y fijó como fecha de entrega el 26 de diciembre del 2014.

4.4 Acciones comunes de EnerSur

En la Junta Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 18 de marzo del 2014 se acordó la capitalización de la prima de emisión de libre disponibilidad resultante del aumento de capital por aporte de las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) en el 2004. A partir del 13 de junio del 2014, fecha de registro del incremento, las acciones comunes en circulación se incrementaron a 601,370,011 (224,297,295 hasta esa fecha).

Al 31 de diciembre del 2014, la cotización bursátil (en la Bolsa de Valores de Lima) por acción fue de S/.10.30 (S/. 9.32 al 31 de diciembre del 2013, considerando las acciones en circulación al 31 de diciembre del 2014).

4.5 Bonos corporativos de EnerSur

En el cuadro 17 se detallan las cotizaciones mensuales de los valores representativos de deuda inscritos en negociación en Rueda de Bolsa.

Cuadro 16 Información relativa a las acciones comunes de EnerSur

Código ISIN	Nemónico	Año-Mes	Cotizaciones 2014 (S/.)				
			Apertura	Cierre	Máxima	Mínima	Promedio
PEP702101002	ENERSUC1 (*)	2014-01	9.40	9.51	9.53	9.40	9.47
PEP702101002	ENERSUC1 (*)	2014-02	9.51	9.40	9.51	9.25	9.31
PEP702101002	ENERSUC1 (*)	2014-03	9.40	9.59	9.59	9.32	9.51
PEP702101002	ENERSUC1 (*)	2014-04	9.59	9.55	9.68	9.45	9.49
PEP702101002	ENERSUC1 (*)	2014-05	9.55	9.34	9.55	9.32	9.35
PEP702101002	ENERSUC1 (*)	2014-06	9.36	9.48	9.55	9.35	9.47
PEP702101002	ENERSUC1	2014-07	9.48	9.47	9.50	9.38	9.44
PEP702101002	ENERSUC1	2014-08	9.46	9.55	9.61	9.46	9.55
PEP702101002	ENERSUC1	2014-09	9.55	9.83	9.83	9.55	9.72
PEP702101002	ENERSUC1	2014-10	9.83	9.49	9.83	9.47	9.71
PEP702101002	ENERSUC1	2014-11	9.45	9.65	9.85	9.40	9.80
PEP702101002	ENERSUC1	2014-12	9.65	10.30	10.30	9.60	9.71

(*) Cotizaciones corregidas como consecuencia del beneficio de 168.112912819568% en acciones liberadas a fin de mostrar cifras comparables.

Cuadro 17 Cotizaciones mensuales de los valores de deuda de EnerSur

Código ISIN	Nemónico	Año-Mes	Cotizaciones 2014 (%)				Precio promedio
			Apertura	Cierre	Máxima	Mínima	
PEP70210M018	ENER1BC1U	2014-11	106.6067	106.6067	106.6067	106.6067	106.6067
PEP70210M059	ENER1BC5A	2014-04	100.4435	100.4435	199.4435	100.4435	100.4435
PEP70210M067	ENER1BC6A	2014-08	110.4312	110.4312	110.1312	110.4312	110.4312
PEP70210M067	ENER1BC6A	2014-12	108.0854	106.4049	108.0854	106.4049	107.5008

4.6 Responsables de la elaboración y la revisión de la información financiera

Desde octubre del 2012 el señor Jaime Dioses se desempeña como el principal funcionario contable de EnerSur.

Desde el 2001 hasta la fecha, la auditoría externa de los estados financieros de EnerSur es realizada por Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte.

Cabe señalar que los auditores externos no han emitido ninguna opinión negativa o con salvedad respecto a los estados financieros individuales de EnerSur.



EnerSur S.A.

Dictamen de los Auditores Independientes

Estados Financieros
Años terminados el
31 de diciembre de 2014 y 2013



Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L.
Las Begonias 441, Piso 6
San Isidro, Lima 27
Perú

Tel.: +51(1) 211 8585
Fax: +51(1) 511 8586
www.deloitte.com/pe

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y Directores de
Enersur S.A.

1. Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Enersur S.A., una subsidiaria de International Power S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y los estados de resultados, de 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

2. La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de dichos estados financieros 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 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 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 de Colegios de Contadores Públicos del Perú para su aplicación en 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 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. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de que los estados financieros 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 para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, 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. 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.

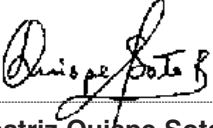
5. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

6. En nuestra opinión, los estados financieros antes indicados presentan razonablemente, en todos sus aspectos materiales, la situación financiera de Enersur S.A. al 31 de diciembre de 2014 y 2013, su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

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

Refrendado por:



Beatriz Quispe Soto
CPC Matrícula No. 29474

(Socio)

13 de febrero de 2015

ENERSUR S.A.

ESTADOS 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	5	28,530	25,485
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	6	75,971	86,655
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	7	535	42
Otras cuentas por cobrar	8	2,541	19,672
Impuesto a las ganancias	24	—	3,379
Inventarios	9	82,770	78,798
Gastos pagados por anticipado	10	7,141	7,179
Total activos corrientes		197,488	221,210
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Instrumentos financieros derivados	18	712	5,486
Gastos pagados por anticipado	10	30,475	27,725
Anticipos otorgados	1 (v)	19,965	22,399
Propiedades, planta y equipo (neto)	11	1,380,136	1,161,747
Otros activos	12	94,804	79,430
Activos intangibles (neto)		512	147
Total activos no corrientes		1,526,604	1,296,934
TOTAL		1,724,092	1,518,144

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

	Notas	2014 US\$000	2013 US\$000
PASIVOS Y PATRIMONIO			
PASIVOS CORRIENTES:			
Obligaciones financieras	16	192,200	199,900
Cuentas por pagar comerciales	13	39,416	42,129
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	7	526	156
Impuesto a las ganancias	23	6,925	—
Pasivo por beneficios a los empleados	14	11,438	11,793
Otras cuentas por pagar	15	11,591	8,197
Total pasivos corrientes		262,096	262,175
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Provisiones	28	1,952	2,078
Obligaciones financieras	16	615,536	526,278
Instrumentos financieros derivados	18	7,301	7,066
Impuesto a las ganancias diferido	24	100,849	81,794
Total pasivos no corrientes		725,638	617,216
Total pasivos		987,734	879,391
PATRIMONIO:			
Capital emitido	17	255,001	255,001
Reserva legal	17	29,391	15,634
Otras reservas de patrimonio		(2,993)	(4,730)
Resultados acumulados	17	454,959	372,848
Total patrimonio		736,358	638,753
TOTAL		1,724,092	1,518,144

ENERSUR S.A.**ESTADOS DE RESULTADOS**

POR LOS PERÍODOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

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

	Notas	2014 US\$000	2013 US\$000
Ventas netas de energía eléctrica	19	618,881	609,917
Costo de ventas de energía eléctrica	20	(353,812)	(365,693)
Ganancia bruta		265,069	244,224
Gastos de administración	21	(24,636)	(26,092)
Otros ingresos		2,244	8,394
Otros gastos		(4,373)	(583)
Ingresos financieros		394	1,012
Gastos financieros	22	(36,853)	(38,317)
Diferencia de cambio, neta		(4,230)	(4,447)
Ganancia neta por instrumentos financieros derivados	18	1,150	1,611
Resultado antes de impuesto a las ganancias		198,765	185,802
Gasto por impuesto a las ganancias	23	(61,197)	(58,379)
Ganancia neta del año		137,568	127,423
Ganancia neta por acción			
Utilidad básica y diluida por acción común (en dólares estadounidenses)	25	0.271	0.568

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

ENERSUR S.A.**ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES**

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013

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

	Notas	2014 US\$000	2013 US\$000
Ganancia neta del año		137,568	127,423
Componentes de otros resultados integrales que podrán ser reclasificadas posteriormente al estado de resultados:			
Variación neta por coberturas del flujo de efectivo		2,482	(8,587)
Otros resultados integrales antes de impuesto a las ganancias		2,482	(8,587)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otros resultados integrales:			
Variación neta por coberturas del flujo de efectivo	24	(745)	2,576
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otros resultados integrales		(745)	2,576
Otros resultados integrales despues de impuesto a las ganancias	18	1,737	(6,011)
Total otros resultados integrales del año		139,305	121,412

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

ENERSUR S.A.**ESTADOS 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		Reserva legal	Otras reservas de patrimonio- Variación neta flujos de efectivo	Resultados acumulados	Total patrimonio
	Acciones comunes	Capital adicional				
	US\$000	US\$000				
	(Nota 17 (a))	(Nota 17 (b))				
			US\$000	(Nota 18)	US\$000	(Nota 17 (d))
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2013	78,170	176,831	13,816	1,281	280,037	550,135
Ganancia neta del año	—	—	—	—	127,423	127,423
Otros resultados integrales del año, neto de impuesto	—	—	—	(6,011)	—	(6,011)
Total resultados integrales del año	—	—	—	(6,011)	127,423	121,412
Transferencia de reserva legal	—	—	1,818	—	(1,818)	—
Dividendos decretados en efectivo	—	—	—	—	(32,794)	(32,794)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	78,170	176,831	15,634	(4,730)	372,848	638,753
Ganancia neta del año	—	—	—	—	137,568	137,568
Otros resultados integrales del año, neto de impuesto	—	—	—	1,737	—	1,737
Total resultados integrales del año	—	—	—	1,737	137,568	139,305
Capitalización	140,909	(140,909)	—	—	—	—
Dividendos decretados en efectivo	—	—	—	—	(41,700)	(41,700)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014	219,079	35,922	29,391	(2,993)	454,959	736,358

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

ENERSUR S.A.**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO**

POR LOS PERÍODOS TERMINADOS AL 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 bienes y prestación de servicios	752,533	686,815
Reembolso de seguro	3,729	2,152
Intereses y rendimientos recibidos	290	1,187
Otras entradas de efectivo relativos a la actividad de operación	18,649	31,570
Pagos correspondientes a:		
Proveedores de bienes y servicios	(380,748)	(418,318)
Empleados	(23,317)	(19,531)
Impuesto a las ganancias y otros tributos	(75,583)	(41,997)
Intereses y rendimientos	(32,425)	(50,184)
Arrendamiento Yuncán	(7,207)	(6,941)
Otros pagos de efectivo relativos a la actividad de operación	(32,644)	(72,317)
Flujos de efectivo provenientes de actividades de operación	223,277	112,436
ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Cobranza correspondiente a:		
Venta de propiedades, planta y equipo	259	70
Pagos correspondientes a:		
Compra de propiedades, planta y equipo	(3,269)	(4,292)
Obras en curso de propiedad, planta y equipo	(151,306)	(143,126)
Compra de activos intangibles	(18,954)	(18,393)
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(173,270)	(165,741)
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Cobranza correspondiente a:		
Obtención de préstamos a corto plazo	299,984	105,000
Obtención de préstamos a largo plazo	100,000	—
Emisión de acciones y otros instrumentos de patrimonio		
Pagos correspondientes a:		
Amortización o pago de préstamos a corto plazo	(279,984)	(20,000)
Amortización o pago de préstamos a largo plazo	(47,402)	(10,000)
Pasivos por arrendamiento financiero	(77,860)	(60,342)
Dividendos	(41,700)	(32,794)
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiamiento	(46,962)	(18,136)
AUMENTO (DISMINUCION) NETO EN EFECTIVO	3,045	(71,441)
EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO	25,485	96,926
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	28,530	25,485

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

EnerSur S.A.

Notas a los Estados Financieros por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013

Cifras expresadas en miles de dólares estadounidenses (excepto se indique de otra forma)

1. CONSTITUCION Y ACTIVIDAD ECONOMICA, APROBACION DE ESTADOS FINANCIEROS, PRINCIPALES CONTRATOS DE OPERACIÓN Y CONVENIOS Y REGULACION OPERATIVA

(a) Constitución y actividad económica

EnerSur S.A. (en adelante la Compañía), es una subsidiaria de International Power S.A. de Reino Unido, que posee el 61.77% de las acciones de capital, ésta a su vez es subsidiaria de Suez Tractebel S.A. de Bélgica; y fue constituida en Lima, Perú el 20 de setiembre de 1996.

La Compañía tiene por objeto la generación y transmisión de energía eléctrica en sistemas secundarios, a través de sus plantas de generación eléctrica ubicadas en los departamentos de Lima y Moquegua, y de la Central Hidroeléctrica de Yuncán ubicada en Cerro de Pasco; así como 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 la Compañía es integrante.

El domicilio legal de la Compañía es Av. República de Panamá N° 3490, San Isidro, Lima, Perú.

(b) Aprobación de estados financieros

Los estados financieros correspondientes al año terminado el 31 de diciembre de 2014 han sido autorizados para su emisión el 12 de febrero de 2015 por la Gerencia de la Compañía y serán presentados para su aprobación al Directorio y a la Junta General de Accionistas en los plazos establecidos por Ley. En opinión de la Gerencia, los estados financieros adjuntos serán aprobados por el Directorio y la Junta General de Accionistas sin modificaciones. Los estados financieros correspondientes al año terminado el 31 de diciembre de 2013, fueron aprobados por la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas con fecha 18 de marzo de 2014.

(c) Principales Contratos de Operación y Convenios

(i) Contratos con Southern Perú Copper Corporation, Sucursal del Perú

La Compañía suscribió dos contratos con Southern Perú Copper Corporation (SPCC) denominados "Power Purchase Agreement" y "Services Agreement" en 1996 y 1997, respectivamente. En virtud de

dichos contratos, la Compañía adquirió de SPCC una planta de generación de energía eléctrica y se comprometió a proveerle servicios de energía eléctrica hasta el año 2017. Asimismo, se establecieron las cantidades y las bases para la determinación de los precios de potencia y energía a ser facturados mensualmente.

La venta total de energía, potencia y otros facturados a SPCC en 2014 fue de US\$200.13 millones (US\$199.88 millones en 2013) y representa el 32.34% (32.77% en 2013) del total de ventas de la Compañía (Nota 4 (b)).

(ii) Contrato de Usufructo

Con fecha 16 de febrero de 2004, la Compañía y Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A. (actualmente Activos Mineros S.A.C.) suscribieron, con intervención de la Agencia de Promoción de la Inversión – PROINVERSION, un Contrato de Usufructo por 30 años para el uso de la Central Hidroeléctrica de Yuncán (C.H. Yuncán), contados a partir del 7 de setiembre de 2005 (fecha de entrega de la C.H. Yuncán).

En cumplimiento de dicho contrato, la Compañía realizó los siguientes pagos que se encuentran registrados como Otros activos (neto) (Nota 12) y se vienen amortizando durante el plazo del contrato de usufructo:

- “Derecho por contrato”, por un monto de US\$48.4 millones, que se terminó de pagar en junio de 2005.
- “Aporte social”, por un monto de US\$5.9 millones, que fue depositado el 2006 en un Fondo Fideicomiso (ahora Fondo Social), para destinarse exclusivamente a la ejecución de proyectos de inversión en la zona de influencia del proyecto.

Adicionalmente, la Compañía está obligada a realizar los siguientes pagos:

- “Derecho de usufructo”, por un monto de US\$105.5 millones, que son pagados en 34 cuotas semestrales de acuerdo al calendario de pagos establecido hasta el año 2022. En 2014, un monto de US\$6,176 (US\$6,311 en 2013) fue pagado y registrado en Gastos pagados por anticipado. Estos pagos están siendo amortizados en función al plazo de vigencia del contrato.

El total pagado al 31 de diciembre de 2014 según contrato asciende a US\$63,467 (US\$57,291 al 31 de diciembre de 2013) y el saldo al 31 de diciembre de 2014, neto de amortización asciende a US\$30,539 (US\$27,880 al 31 de diciembre de 2013) (Nota 10).

- “Aporte social”, por un monto de US\$12.9 millones, el cual estuvo siendo depositado en un Fondo Fideicomiso (ahora Fondo Social) de acuerdo al calendario de pagos establecido (34 cuotas semestrales), para destinarse exclusivamente a la ejecución de proyectos de inversión en la zona de influencia del proyecto. En 2014, un monto de US\$765 (US\$781 en 2013) fue pagado y registrado en el rubro Gastos pagados por anticipado. Estos pagos están siendo amortizados en función al plazo de vigencia del contrato.

El total pagado al 31 de diciembre de 2014 según contrato asciende a US\$7,811 (US\$7,047 al 31 de diciembre de 2013) y el saldo al 31 de diciembre de 2014, neto de amortización asciende a US\$3,885 (US\$3,552 al 31 de diciembre de 2013) (Nota 10).

Con fecha 14 de mayo de 2004, la Compañía suscribió con el Estado Peruano un Contrato de Garantías en virtud del cual el Estado Peruano garantiza las obligaciones que Activos Mineros S.A.C. ha asumido en relación al presente Contrato de Usufructo.

(iii) Contratos de Construcción - Central Termoeléctrica ChilcaUno (C.T. ChilcaUno)

La C.T. ChilcaUno ubicada en el distrito de Chilca, departamento de Lima, comprende tres turbinas en ciclo abierto que operan a gas natural con una potencia instalada total de aproximadamente 560MW y que funcionan en ciclo abierto y una turbina a vapor con una potencia instalada total de aproximadamente 292 MW que en conjunto representan una potencia instalada total operando en ciclo combinado de 852MW.

Con relación a las turbinas en ciclo abierto, la primera unidad entró en operación en diciembre de 2006, la segunda en julio de 2007, la tercera en agosto de 2009. La turbina a vapor ingresó en operación en noviembre de 2012. Para la ejecución de estos proyectos, la Compañía celebró, entre otros, los siguientes contratos:

- En junio de 2005, un contrato de construcción llave en mano denominado “Engineering Procurement and Construction” (EPC) con Siemens Westinghouse Power Corporation (SWPC) para la construcción de la primera y segunda turbina por US\$83.8 millones.
- En abril de 2006, un contrato de suministro de gas natural con el consorcio de productores del gas de Camisea (el Consorcio). Este contrato, con sus respectivas modificatorias, establece, entre otros, que la Compañía debe adquirir gas del Consorcio en forma exclusiva hasta la cantidad diaria máxima establecida en 3.65 millones m³/día. La vigencia de este contrato es de 15 años.
- En diciembre de 2004, un contrato de servicio de transporte de gas natural interrumpible con Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP). Este contrato tiene una vigencia de 15 años contados a partir del inicio de la prestación del servicio.
- En diciembre de 2007, un contrato y adendas de servicio de transporte de gas natural firme con (TGP) por una cantidad de 1.9 millones de m³/día, en virtud de la adjudicación de transformación parcial de la cantidad interrumpible. El contrato y sus adendas se encuentran vigentes hasta el 31 de diciembre de 2030.
- En agosto de 2007, la Compañía firmó un nuevo contrato EPC con SWPC para la construcción de la tercera turbina.
- En agosto de 2011, la Compañía se adjudicó, en el Open Season realizado por TGP, 0.45 millones m³/día que estarán disponibles a la ampliación del gasoducto.

- En setiembre de 2014, la Compañía se adjudicó en el 16vo Open Season realizado por TGP, 0.51 millones m³/día que estarán disponibles a la ampliación del gasoducto. Este volumen permitirá cubrir el 100% del consumo total del proyecto ChilcaPlus.
- En mayo de 2010 se firmó un contrato EPC con la empresa POSCO Engineering & Construction Co. Ltd. para la conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno mediante la instalación de una turbina a vapor. Esta nueva turbina a vapor tiene una potencia aproximada de 292 MW, la cual se sumó a la potencia actual de la C.T. ChilcaUno.
- En Octubre 2014, se suscribió el contrato “Power Generation Facilities Engineering Procurement and Construction” con las empresas DuroFelguera S.A – DF Mompresa S.A.U Unión Temporal de empresas, Ley 18/1982 y Duro Felguera S.A. Sucursal Perú, el que tiene como objeto la construcción del proyecto de ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno.

Este proyecto consiste en la construcción y operación de una turbina a gas en ciclo abierto cuyo inicio de operación comercial se estima para el primer semestre del 2016, y de una turbina a vapor en ciclo combinado cuyo inicio de operación comercial se estima para el segundo semestre del 2016, con una capacidad nominal conjunta de aproximadamente 112.8 MW. Al 31 de diciembre de 2014, el proyecto se encuentra en construcción y los desembolsos acumulados ascienden a US\$18,660, los cuales se presentan como Trabajo en Curso en el rubro Propiedades, planta y equipo del estado de situación financiera.

(iv) “Services Contract” - Contrato de servicios firmado con Siemens Power Generation Service Company, Ltd.

En setiembre de 2006 se firmó el “Services Contract” que contempla la prestación de servicios de inspección para los mantenimientos menores y mayores que necesitarán las dos unidades de generación a gas mencionadas en el acápite (iii) de esta nota, de manera periódica en función a las horas en producción de cada una de las turbinas, a partir del año 2009.

Asimismo, en setiembre de 2007, se firmó otro contrato “Services Contract” que contempla la prestación de los mismos servicios para la tercera turbina de la C.T. ChilcaUno, de manera periódica en función a las horas en producción, a partir del año 2010.

Cada uno de estos contratos, tienen vigencia por 16 años ó 100,000 horas de producción, lo que ocurra primero. Asimismo, los contratos establecen los costos por tipo de inspección, que serán pagados al momento en que se incurran en ellos.

(v) “Program Parts, Miscellaneous Hardware and Logistics Support Contract” – Contrato de servicios de mantenimiento, instalación de partes y soporte logístico firmado con Siemens Power Generation, Inc.

En setiembre de 2006 se firmó el “Program Parts, Miscellaneous Hardware and Logistics Support Contract” que contempla la prestación de servicios a partir de la puesta en marcha de cada una de las turbinas a gas mencionadas en el acápite (iii) de esta nota, y tiene vigencia por 16 años o 100,000 horas de producción, lo que ocurra primero.

El servicio incluye, entre otros, el soporte logístico, la compra de partes y repuestos según el programa de mantenimiento establecido en el anterior contrato y también la mano de obra necesaria para el montaje, desmontaje y reemplazo efectivo de las partes adquiridas.

Para las dos primeras turbinas, la Compañía paga una tarifa fija anual de US\$320, y una tarifa variable calculada en base a las horas equivalentes de producción de cada turbina, que serán pagadas al final de cada trimestre.

Asimismo, en setiembre de 2007, se firmó un nuevo contrato “Program Parts, Miscellaneous Hardware and Logistics Support Contract” que contempla la prestación de los mismos servicios que necesitará la tercera unidad de generación a gas mencionada en el acápite (iii), y tiene vigencia por 16 años ó 100,000 horas de producción, lo que ocurra primero. La tarifa anual es US\$225 y la tarifa variable será calculada de la misma manera que para las turbinas anteriores, en base a las horas equivalentes de producción.

En el caso de los contratos descritos en este acápite y acápite (iv), los pagos por adelantado realizados por la Compañía se registran en una cuenta de Anticipos otorgados y se reconocerán como activo fijo al momento de efectuarse el mantenimiento mayor según el programa establecido en los contratos. Durante el año 2013, la Compañía reconoció como activo un total de US\$9,701 correspondiente al mantenimiento mayor de la primera turbina de la C.T ChilcaUno y en el 2014 se reconoció como activo un total de US\$11,646 que corresponde al mantenimiento mayor de la segunda turbina de la C.T ChilcaUno.

Al 31 de diciembre de 2014, el saldo en Anticipos otorgados, que corresponde al pago por estos conceptos asciende a US\$19,965 (US\$22,399 al 31 de diciembre de 2013).

Por otro lado, un total de US\$4.5 millones que fueron pagados por única vez al inicio del mencionado contrato, relacionados con partes y repuestos, fueron registrados como propiedades, planta y equipo (Nota 2 (g)).

(vi) Contrato de construcción - Proyecto “Reserva Fría de Generación-Planta Ilo” (C.T. Ilo31)

Con fecha 25 de noviembre de 2010, PROINVERSION adjudicó a la Compañía la concesión del Proyecto “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo” para la construcción y operación de una central termoeléctrica dual ubicada en Ilo, con una capacidad aproximada de 400 MW (+/- 15%), que tendrá por objeto asegurar la disponibilidad de potencia y energía en el Sistema Interconectado Eléctrico Nacional, para enfrentar situaciones de emergencia en el abastecimiento, o por eficiencia operativa.

En el marco del desarrollo e implementación del referido proyecto, la Compañía suscribió en mayo de 2011 el Contrato “Power Generation Facilities, Engineering, Procurement and Construction Contract” para la construcción del “Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo” (el “Proyecto”) con General Electric International, INC., Sucursal Perú, Santos CMI, INC., Santos CMI Perú S.A. y Santos CMI S.A. En junio de 2013 entró en operación comercial la Reserva Fría de Generación de Ilo con una capacidad contratada de 460 MW.

(vii) Contratos de Construcción Central Hidroeléctrica Quitaracsa

Este proyecto consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de aproximadamente 112 MW de potencia instalada, ubicada en el distrito de Yuracmarca, provincia de Huaylas, departamento de Ancash. En noviembre de 2010 se suscribió el “Contrato de Precios Unitarios para el Suministro y Construcción de las Obras Civiles de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa” con la empresa constructora JME S.A.C.

Asimismo, en diciembre de 2010, se suscribió el “Contrato a Suma Alzada para el Suministro e Instalación de Equipos Electromecánicos de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa” con las empresas Rainpower Norway A.S., Rainpower Perú S.A.C. y S.T.E. Energy S.p.A.

Al 31 de diciembre de 2014, el proyecto se encuentra en construcción y los desembolsos acumulados ascienden a US\$377,339 (US\$230,017 al 31 de diciembre de 2013) los cuales se presentan como Trabajo en Curso en el rubro Propiedades, planta y equipo del estado de situación financiera. El inicio de la operación comercial se estima para el primer semestre del 2015.

(viii) Contratos de Construcción - Proyecto Nodo Energético

Con fecha 29 de noviembre de 2013, el Comité de Proinversión en Proyectos de Seguridad Energética – PRO SEGURIDAD ENERGETICA otorgó a la Compañía la adjudicación de la buena pro para la construcción y operación de una de las centrales de generación termoeléctrica del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú (la “Central”) en el concurso internacional conducido por Proinversión.

La Central se ubicará en Ilo, Moquegua y tendrá una capacidad de 500 MW (+/-20%); será de Ciclo Simple, dual (Diesel B5 y gas natural), y operará en una primera etapa con Diesel, para luego utilizar gas natural una vez que este recurso esté disponible en la zona sur del país.

Con fecha 11 de julio de 2014 se firmaron los contratos para la construcción del proyecto con las empresas Técnicas Reunidas S.A, JJC Contratistas Generales S.A y empresas asociadas, por una suma aproximada de US\$240 millones.

La Compañía decidió financiar este proyecto mediante: (i) un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú y (ii) un contrato de arrendamiento financiero con el BBVA Banco Continental, ambos contratos hasta por un monto de US\$145 millones cada uno.

Al 31 de diciembre de 2014, el proyecto se encuentra en construcción y los desembolsos acumulados ascienden a US\$67,496 los cuales se presentan como Trabajo en Curso en el rubro Propiedades, planta y equipo del estado de situación financiera.

(d) Regulación operativa y normas legales que afectan las actividades del Sector Eléctrico

- Ley de Concesiones Eléctricas.
- Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

- Decreto Legislativo 1041, promueve el uso eficiente del gas natural, para evitar que la congestión del ducto de transporte tenga un mayor impacto en los precios de la electricidad.
- Ley que establece mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico.
- Decreto Supremo No 001-2008-EM, norma que dicta medidas extraordinarias en caso de interrupción del suministro de gas para generación.
- Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014 (Ley N° 30115), cuya Décima Disposición Complementaria dispone prorrogar la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016.
- Decreto de Urgencia N° 032-2010 que dicta medidas para acelerar la inversión y facilitar financiamiento para proyectos de electricidad.
- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo N° 29-94-EM).
- Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y del Fondo de Inclusión Social Energético (Ley N° 29852), y su reglamento Decreto Supremo N° 021-2012-EM.
- Medidas transitorias relacionadas con la remuneración por Potencia firme de las unidades termoeléctricas, Decreto Supremo N° 032-2012-EM. Disposición de carácter temporal vigente mientras el concesionario de transporte de gas TGP no disponga las capacidades de transporte establecidas en la Adenda del contrato BOOT suscrita con el Estado Peruano.
- Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país (Ley N° 29970) y sus Reglamentos, Decreto Supremo N° 038-2013-EM y Decreto Supremo N° 005-2014-EM.

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

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

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

Los estados financieros 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 considera 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 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 es responsabilidad de la Gerencia de la Compañía. 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 estimaciones podrían variar.

Las estimaciones son revisadas periódicamente. Las modificaciones a las estimaciones contables son reconocidas 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 fuentes de incertidumbre consideradas más importantes para la elaboración de los estados financieros de la Compañía se refieren a:

- Determinación de moneda funcional y registro de transacciones en moneda extranjera.
- Estimaciones para la compra de energía y potencia.
- Estimaciones para la energía y potencia entregada no facturada.
- Vida útil asignada a propiedad, planta y equipo, otros activos y activos intangibles.
- Valores razonables, clasificación y riesgos de los activos y pasivos financieros.
- Valor razonable de instrumentos financieros derivados.
- Determinación del impuesto a las ganancias diferido.
- Provisiones.

(c) Moneda funcional y de presentación

La Compañía prepara y presenta sus estados financieros en dólares estadounidenses, que es su moneda funcional. 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 o servicios que comercializa, entre otros factores.

(d) Suministros y combustibles

Los suministros y combustibles se valúan al costo. El costo se determina usando el método de promedio ponderado, excepto el costo del carbón y de las existencias por recibir, que se determina usando el método de costo específico.

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.

(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 cuando la Compañía se transforma en una parte de los acuerdos contractuales del instrumento correspondiente.

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

Las compras o ventas convencionales de activos financieros son reconocidas y dadas de baja en cuentas utilizando el método de contabilidad de la fecha de la contratación, en la cual se reconocen a la

mencionada fecha: a) el activo a recibir y el pasivo a pagar, y b) la baja en cuentas del activo que se vende, el reconocimiento del eventual resultado en la venta o disposición por otra vía, y el reconocimiento de una partida a cobrar procedente del comprador.

Los activos financieros mantenidos por la Compañía corresponden principalmente a préstamos y partidas 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 préstamos y 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.

Los activos financieros distintos a aquellos designados al valor razonable con cambios en los resultados son probados por deterioro al final de cada periodo sobre el cual se informa. Un activo financiero estará deteriorado cuando exista evidencia objetiva del deterioro como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo y los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero se han visto afectados

Para los activos financieros registrados al costo, el importe de la pérdida por deterioro se mide como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor presente del flujo de efectivo descontado estimado a la tasa de retorno actual del mercado para un activo financiero similar. Dicha pérdida por deterioro no será revertida en periodos subsiguientes.

El importe en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro directamente para todos los activos financieros excepto para las cuentas comerciales por cobrar, donde el importe en libros se reduce a través de una cuenta de provisión. Cuando se considera que una cuenta comercial por cobrar es incobrable, se elimina contra la cuenta de provisión. La recuperación posterior de los montos previamente eliminados se convierte en créditos contra la cuenta de provisión. Los cambios en el importe en libros de la cuenta de provisión se reconocen en el estado de ganancias o pérdidas.

La Compañía dará de baja en cuentas un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiera de manera sustancial los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo financiero a otra entidad. Si la Compañía no transfiera ni retiene sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, la Compañía reconocerá su participación en el activo y la obligación asociada por los montos que tendría que pagar. Si la Compañía retiene sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Compañía continuará reconociendo el activo financiero y también reconocerá un préstamo colateral por los ingresos recibidos.

Pasivos financieros

Los pasivos financieros y los instrumentos de patrimonio se clasifican conforme al contenido de los

acuerdos contractuales pactados y teniendo en cuenta la sustancia económica del contrato. Un instrumento de patrimonio es un contrato que representa una participación residual en el patrimonio de la Compañía una vez deducidos todos sus pasivos.

La Compañía no mantiene pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados ni pasivos financieros mantenidos para negociar. Los pasivos financieros comprenden: cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar y obligaciones financieras, los que 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.

Por costo amortizado se entiende el costo inicial menos los reembolsos del principal más o menos la amortización acumulada (calculada con el método de la tasa de interés efectiva) de cualquier diferencia entre el importe inicial y valor de reembolso en el vencimiento, teniendo en cuenta potenciales reducciones por deterioro o impago (en el caso de activos financieros). El método de la tasa de interés efectiva busca igualar exactamente el valor en libros de un instrumento financiero con los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero. La pérdida o ganancia de un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados, se reconocerá en los resultados del ejercicio. En el caso de los pasivos financieros registrados al costo amortizado, se reconocen las ganancias o pérdidas en el resultado del ejercicio por el tiempo transcurrido.

La Compañía dará de baja en cuentas un pasivo financiero si, y solo si, expiran, cancelan o cumplen las obligaciones de la Compañía. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en ganancias o pérdidas.

(f) Instrumentos financieros derivados

La Compañía utiliza instrumentos financieros derivados para reducir el riesgo de las variaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones financieras en nuevos soles y para reducir el riesgo de fluctuación de tasas de interés. Los instrumentos financieros derivados se contabilizan de acuerdo con la aplicación de la NIC 39 “Instrumentos Financieros Reconocimiento y Medición”.

Los contratos de instrumentos financieros derivados para los cuales la Compañía ha establecido una relación de cobertura de flujo de efectivo son registrados como activos o pasivos en el estado de situación financiera y se presentan a su valor razonable. En la medida que estas coberturas sean efectivas para compensar las variaciones en los tipos de cambio relacionados, los cambios en el valor razonable son registrados en una cuenta patrimonial. Estos montos son transferidos a los resultados del ejercicio en el que los instrumentos financieros y/o sus intereses correspondientes son liquidados, y se presentan en el rubro ganancia o pérdida, en el estado de resultados integrales.

Dichos instrumentos deben evaluarse periódicamente y considerarse como altamente efectivos en un rango de 80-125% para reducir el riesgo asociado con la exposición que se esté cubriendo. Si en algún momento la cobertura deja de ser efectiva, los cambios en el valor razonable a partir de ese momento, se reflejarán en los resultados del ejercicio.

(g) Propiedades, planta y equipo

Propiedades, planta y equipo se presentan al costo neto de depreciación acumulada, excepto para el caso de ciertos activos que, de acuerdo con la opción permitida por la NIIF 1, han sido valuados a su valor razonable al 1 de enero de 2010 (fecha de transición).

Los desembolsos incurridos después que propiedades, planta y equipo han sido puesto en uso, denominados principalmente mantenimientos mayores, se capitalizan como costo adicional de las propiedades, planta y equipo únicamente cuando pueden ser medidos confiablemente y es probable que tales desembolsos resulten en beneficios económicos futuros. Estos desembolsos serán depreciados en línea recta hasta la fecha del siguiente mantenimiento mayor. Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en el que son incurridos.

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

Las ganancias o pérdidas resultantes de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo se determina 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.

Los trabajos en curso representan activos en construcción y se registran al costo. El costo de éstos 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 equipo 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 de determinados activos se calcula con base en el método de línea recta sobre la vida útil restante estimada por la Compañía y para el caso de los activos presentados a valor razonable en base a la vida útil determinada por los tasadores independientes.

La depreciación se determina siguiendo 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 o costo de otro activo, y se calcula considerando las siguientes vidas útiles estimadas para los diversos rubros:

	Años
Edificios y otras construcciones	Entre 10 y 40 años
Maquinarias y equipos	Entre 3 y 33 años
Unidades de transporte	Entre 5 y 17 años
Muebles y enseres	Entre 5 y 12 años
Equipos diversos	Entre 4 y 15 años

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 propiedad, planta y equipo, incorporando en forma prospectiva los efectos de cualquier cambio en estos estimados contra la ganancia o pérdida neta del período en que se realizan.

(h) Arrendamiento

Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como arrendamientos financieros cuando los términos del contrato transfieren sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo arrendado. Todos los demás arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

Para contratos que califican como arrendamientos financieros en donde la Compañía actúa como arrendatario, los bienes arrendados son inicialmente reconocidos como activos de la Compañía al menor entre su valor razonable o el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento, al comienzo del plazo del mismo. Los bienes así registrados, se deprecian por el método de línea recta en base a la vida útil estimada para bienes similares propios. La depreciación anual se reconoce como gasto o costo de otro activo. El cargo financiero se distribuye entre los ejercicios comprendidos en el plazo del arrendamiento. Las obligaciones correspondientes se reconocen como un pasivo.

Los pagos de este tipo de arrendamientos se dividen en dos partes que representan, respectivamente, las cargas financieras y la reducción del pasivo correspondiente. La carga financiera total se distribuye entre los períodos que constituyen el plazo del arrendamiento, de manera de obtener una tasa de interés constante en cada período, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortización. Los pagos contingentes se cargan como gastos en los períodos en los que se incurren.

Arrendamientos operativos

Los pagos derivados de contratos de arrendamientos operativos en donde la Compañía actúa como arrendatario se reconocen como gasto de forma lineal, durante el transcurso del plazo del arrendamiento, salvo aquellos en los que resulte más representativa otra base sistemática de asignación para reflejar más adecuadamente el patrón de los beneficios del arrendamiento. Los pagos contingentes se cargan como gastos en los períodos en los que se incurren.

Los pagos por “Derecho de Usufructo” y “Aporte Social” (Nota 1), que han sido calificados, por las características del contrato y la realidad económica de la transacción, como un arrendamiento operativo, se reconocen como gasto siguiendo el método de línea recta durante el plazo de duración del contrato de “Derecho de Usufructo” y se presenta en el rubro Costo de ventas de energía eléctrica en el estado de resultados (Nota 20).

(i) Costos de financiamiento

Los costos de financiamiento se reconocen como gasto en el período en que son incurridos. Los costos de financiamiento que son atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de un activo que necesariamente toma tiempo considerable para estar listo para su venta o uso esperado (activo apto) se capitalizan como parte del costo de dicho activo. La capitalización comienza cuando se están llevando a cabo las actividades necesarias para preparar el activo calificado para su uso esperado y se está incurriendo en desembolsos y en costos de financiamiento, y finaliza cuando sustancialmente se han completado todas las actividades necesarias para preparar el activo calificado para su uso esperado.

(j) Otros activos

Otros activos, principalmente, “Derechos por Contrato” relacionados con la C.H. Yuncán además del costo del proyecto de la Central Termoeléctrica Ilo21 (C.T. Ilo21), construcción de vía de acceso al Proyecto Quitaracsa y otros proyectos, se registran al costo y están presentados neto de amortización acumulada. La amortización se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, en períodos que varían entre 1 y 30 años.

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

La Compañía revisa periódicamente los importes en libros de sus activos tangibles, otros activos e intangibles 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 estima 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 se habría sido determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro de valor para el activo (unidad generadora de efectivo) en años anteriores.

(l) Provisiones

Las provisiones son reconocidas cuando la Compañía tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que la Compañía tenga 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 de situación financiera, del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, tomando en consideración los riesgos e incertidumbres que 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.

(m) Pasivos y activos contingentes

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

Las partidas tratadas previamente como pasivos contingentes, serán reconocidas en los estados financieros 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 en el período en que se determine que es virtualmente seguro que se producirá un ingreso de recursos, respectivamente.

(n) Beneficios a los empleados

Los beneficios a empleados incluyen, entre otros, beneficios a los empleados a corto plazo, tales como sueldos, salarios y aportaciones a la seguridad social, ausencias remuneradas anuales, ausencias remuneradas por enfermedad, y participación en ganancias e incentivos, si se pagan dentro de los doce meses siguientes al final del periodo. Estos beneficios se reconocen contra la ganancia o pérdida del período cuando el trabajador ha desarrollado los servicios que les otorgan el derecho a recibirlos. Las obligaciones correspondientes a pagar se presentan como parte de pasivos para beneficios a los empleados.

(o) 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 energía, se factura mensualmente en base a lecturas periódicas (mensuales), y son reconocidos íntegramente en el período en que se presta el servicio. El ingreso por energía entregada y no facturada entre la última lectura y el fin de cada mes se incluye en la facturación del mes siguiente, pero se reconoce como ingreso en el mes que corresponde en base a estimados de la energía consumida por el usuario del servicio durante el referido período.

Intereses, son reconocidos en base al rendimiento efectivo en proporción al tiempo transcurrido y se incluyen en la cuenta ingresos financieros.

Los costos de venta de energía eléctrica y los demás ingresos y gastos se reconocen cuando se devengan.

(p) Transacciones en moneda extranjera

La moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense (US\$). Las operaciones en otras divisas distintas al dólar estadounidense se consideran denominadas en “moneda extranjera” y son reconocidas utilizando los tipos de cambio a la fecha de las transacciones. Los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera son convertidos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Las ganancias y pérdidas por diferencia de cambio provenientes de la cancelación de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera, o del ajuste de tales partidas por variaciones en el tipo de cambio después de su registro inicial, se reconocen como un ingreso y un gasto financiero, respectivamente, en el ejercicio en el cual surgen.

(q) 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 la renta 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, rebajas y pérdidas fiscales no aprovechadas, hasta la extensión en que se considere probable que la Compañía va 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 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 refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Compañía espera, 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 sobre la renta corriente o diferido es también reconocido en otros resultados integrales o directamente en patrimonio, respectivamente.

(r) Ganancia por acción

La ganancia básica por acción común ha sido calculada dividiendo la ganancia neta del período atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante dicho período. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes, la ganancia diluida por acción común es igual a la ganancia básica por acción común.

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

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:

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

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:

- *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 ganancias y pérdidas, 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 se encuentra evaluando el posible impacto que la misma tendrá en los estados financieros.

• *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 ganancias o pérdidas y otro resultado integral.

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 se encuentra evaluando el posible impacto que la misma tendrá en los estados financieros.

• *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 se encuentra evaluando el posible impacto que la misma tendrá en los estados financieros.

• *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 considera que la misma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros.

• *Modificaciones a la NIC 16 y a la NIC 38 Aclaración de los Métodos Aceptables de Depreciación y Amortización* (Vigentes para periodos 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 considera que la misma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros.

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

Las modificaciones a la NIC 16 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 considera que la misma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros.

• *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 periodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2016. Se permite la aplicación anticipada.

La Gerencia de la Compañía considera que la misma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros.

• *Modificaciones a la NIC 19: Planes de Beneficio Definidos: Aportaciones de los empleados* (Vigente para periodos 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 considera que la misma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros.

• *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 partes vinculadas a esta. Por consiguiente, la entidad que informa debería revelar como transacciones de partes 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 considera que la misma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros.

• *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 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 considera que la misma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros.

4. INSTRUMENTOS Y RIESGOS FINANCIEROS

Categorías de instrumentos financieros

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

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Activos financieros:		
Préstamos y partidas a cobrar (incluyendo efectivo):		
Efectivo	28,530	25,485
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	75,971	86,655
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	535	42
Otras cuentas por cobrar	2,541	19,672
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	712	5,486
Total	108,289	137,340
Pasivos financieros:		
Al costo amortizado	859,269	776,660
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	7,301	7,066
Total	866,570	783,726

Riesgos financieros

por la variación del tipo de cambio, de precios y de tasas de interés. Estos riesgos son administrados a través de políticas y procedimientos específicos establecidos por la Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano (en adelante la Gerencia de Finanzas), la cual tiene a su cargo la administración de riesgos, identificar, evaluar y cubrir los riesgos financieros.

(a) Riesgos de mercado

(i) Riesgo de tipo de cambio

La Compañía realiza transacciones en moneda extranjera; en consecuencia, está expuesta a variaciones en el tipo de cambio. La exposición al tipo de cambio es monitoreada periódicamente, y contrarrestada a través de la celebración de contratos de cobertura de tipo de cambio de acuerdo con las políticas internas (Nota 18).

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

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Activos:		
Efectivo	28,205	30,432
Cuentas por cobrar comerciales	147,738	168,064
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	31	35
Otras cuentas por cobrar	1,638	4,507
Total	177,612	203,038
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	59,531	41,235
Pasivo por beneficios a los empleados	28,325	24,541
Otras cuentas por pagar	18,415	9,739
Provisiones	5,616	5,616
Obligaciones financieras (*)	248,179	323,779
Total	360,066	404,910
Posición pasiva (neta)	(182,454)	(201,872)
Posición de compra de derivados	248,179	323,779

(*) Las obligaciones financieras en moneda extranjera mostradas en esta línea cuentan con cobertura a dólares estadounidenses.

Los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera, están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio de oferta y demanda publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) vigente al 31 de diciembre de 2014, el cual fue US\$0.335 (US\$0.358 al 31 de diciembre de 2013) por S/.1.00.

La Gerencia de la Compañía considera 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 la utilidad antes del impuesto a las ganancias
	US\$000	US\$000
2014:		
U.S. Dólares / Nuevos Soles	+5%	(3,052)
U.S. Dólares / Nuevos Soles	-5%	3,052
2013:		
U.S. Dólares / Nuevos Soles	+5%	(3,610)
U.S. Dólares / Nuevos Soles	-5%	3,610

(ii) Riesgo de tasa de interés

La Compañía está expuesta al riesgo de tasas de interés, el cual es principalmente originado por la obtención de endeudamientos a tasa de interés variables.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Compañía mantiene obligaciones financieras con vencimiento corriente y no corriente con tasas de interés fijas y variables. Las obligaciones financieras a tasas fijas exponen a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus obligaciones financieras. Para el caso de las obligaciones con tasas de interés variables, la Compañía efectúa operaciones de cobertura de tasas de interés (Nota 18) con lo cual mitiga el riesgo de tasa de interés y cualquier efecto en los estados financieros no es significativo.

El endeudamiento de corto y largo plazo a tasa fija y variable representa el 74.62% y el 25.38% respectivamente del total de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2014 (88.04% y el 11.96% al 31 de diciembre de 2013).

(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. Los instrumentos financieros que someten parcialmente a la Compañía a concentraciones de riesgo de crédito consisten principalmente en efectivo y cuentas por cobrar comerciales.

Con respecto a los depósitos en bancos, la Compañía mantiene cuentas bancarias en diversos bancos y no tiene depósitos significativos con ningún banco en particular.

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales por venta de energía y potencia, la Compañía cuenta, al 31 de diciembre de 2014, con 17 clientes libres que representan un 43.09% de los ingresos totales que incluyen venta de energía eléctrica, potencia, entre otros (21 clientes libres que representaban un 47.13% de los ingresos totales al 31 de diciembre de 2013) y 14 clientes regulados que representan un 56.91% de los ingresos totales (14 clientes regulados que representaban un 52.87% de los ingresos totales al 31 de

diciembre de 2013). La concentración significativa de riesgo de crédito se origina por su principal cliente SPCC (Nota 1). Es importante mencionar que SPCC, sucursal de Southern Copper Corporation (SCC), es un cliente de reconocido prestigio a nivel internacional, uno de los principales productores y exportadores de cobre en Perú.

La Gerencia de Finanzas evalúa la calidad crediticia de los clientes, tomando en consideración su posición financiera, la experiencia pasada y otros factores, se establecen límites de crédito individuales sobre la base de las calificaciones internas. El uso de los límites de crédito se monitorea con regularidad.

La Gerencia considera que el riesgo de crédito no es significativo debido a que tienen períodos de cobro de 15 y 30 días, no habiéndose presentado problemas significativo de cobrabilidad en el pasado.

(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, a través de la Gerencia de Finanzas, administra el riesgo de liquidez mediante el monitoreo de flujos de efectivo y los vencimientos de sus activos y pasivos financieros.

Los activos financieros son de vencimiento corriente, a excepción de anticipos otorgados relacionado a los contratos de inspección y mantenimiento de turbinas.

Al 31 de diciembre de 2014, el vencimiento contractual de los pasivos financieros no derivados, incluyendo intereses por pagar de la Compañía clasificados según su vencimiento, considerando el periodo restante para llegar a ese vencimiento a la fecha del estado de situación financiera:

	Menos de 1 año	1–2 años	2–5 años	Más de 5 años	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
2014:					
Obligaciones financieras	224,175	140,704	425,572	144,319	934,770
Cuentas por pagar comerciales	39,416	—	—	—	39,416
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	526	—	—	—	526
Otras cuentas por pagar	11,591	—	—	—	11,591
Total	275,708	140,704	425,572	144,319	986,303
2013:					
Obligaciones financieras	232,886	115,411	381,514	130,703	860,514
Cuentas por pagar comerciales	42,129	—	—	—	42,129
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	156	—	—	—	156
Otras cuentas por pagar	8,197	—	—	—	8,197
Total	283,368	115,411	381,514	130,703	910,996

Al 31 de diciembre, el vencimiento estimado de los instrumentos financieros derivados de la Compañía es el siguiente (montos contractuales no descontados, incluyendo intereses estimados):

	Menos de 3 meses	Entre 3 meses y 1 año	Entre 1 y 5 años	Más de 5 años	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
2014					
Liquidación neta - Activo					
Cross Currency Swap	—	860	2,362	—	3,222
Liquidación neta - Pasivo					
Swaps de tasas de interés	555	849	—	—	1,404
2013					
Liquidación neta - Activo					
Cross Currency Swap	—	1,049	2,701	487	4,237
Liquidación neta - Pasivo					
Swaps de tasas de interés	1,050	2,874	709	—	4,633

(d) Administración del riesgo de capital

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

El índice de endeudamiento neto está compuesto por lo siguiente:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Obligaciones financieras	807,736	726,178
Menos: Efectivo	(28,530)	(25,485)
Deuda neta	779,206	700,693
Total patrimonio	736,358	638,753
Índice de endeudamiento neto	105.82%	109.70%

(e) Valor razonable de instrumentos financieros

La Gerencia estima que los valores en libros de los instrumentos financieros de la Compañía (activos y pasivos corrientes) al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no difieren significativamente de sus valores razonables debido a su vencimiento en el corto plazo.

Excepto por los siguientes rubros, la Gerencia de la Compañía estima que el valor en libros de los instrumentos financieros registrados al costo amortizado es aproximadamente su valor razonable:

	2014		2013	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Pasivos financieros:				
Bonos corporativos	132,934	141,345	165,542	173,232
Préstamo bancario	100,000	100,000	15,000	14,594
Arrendamientos financieros	469,802	444,972	460,842	470,724
Total	702,736	686,317	641,384	658,550

En el caso de la deuda a largo plazo, la Gerencia considera que el valor en libros es mayor a su valor razonable, dado que las tasas vigentes al momento de su contratación son, en promedio, más bajas que las equivalentes a las tasas vigentes en el mercado.

Para el cálculo del valor razonable, la Gerencia ha proyectado cada una de las deudas de largo plazo de la Compañía de acuerdo a los términos y condiciones pactados al momento de su contratación, y los ha descontado a las tasas vigentes de mercado tomando en consideración los siguientes factores: tipo de facilidad, esquema de amortización, duración y plazo equivalente, riesgo crediticio de la Compañía, país donde se desembolsó, entre otros factores. Las tasas de mercado han sido obtenidas a través de una combinación de fuentes públicas así como cotizaciones bancarias recientes recibidas por la Compañía. Estos valores razonables estarían calificados como nivel 2, debido a que la medición corresponde a variables que están basadas en datos de mercado observable, ya sea directa o indirectamente, distinta a los precios cotizados incluidos en el nivel 1.

Mediciones de valor razonable reconocidas en el estado de situación financiera

La tabla siguiente proporciona un análisis al 31 de diciembre de los instrumentos financieros medidos a valor razonable con posterioridad a su reconocimiento inicial, agrupados en los niveles 1 a 3 dependiendo del grado en el cual el valor razonable es observable.

- Las mediciones de valor razonable de Nivel 1 corresponden a precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos idénticos;
- Las mediciones de valor razonable de Nivel 2 corresponden a variables distintas a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, directamente (es decir, como precios) o indirectamente (es decir, derivadas de los precios);
- Las mediciones de valor razonable de Nivel 3 corresponden a variables utilizadas para el activo o pasivo que no estén basadas en datos de mercado observables (variables no observables).

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
2014:				
Activos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	712	—	712
Pasivos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	7,301	—	7,301
2013:				
Activos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	5,486	—	5,486
Pasivos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	7,066	—	7,066

No ha habido transferencias entre los niveles 1 y 2 durante el año.

La Compañía realiza operaciones con instrumentos financieros derivados con entidades financieras locales las cuales proporcionan información de tipo de cambio cierre, curva soberana soles, curva cupón cero dólares sintética y curva cupón cero libor obtenidas de la SBS. Periódicamente la Compañía hace evaluaciones con modelos de derivados hipotéticos para medir la efectividad del derivado, actualmente la Compañía ha contratado Swaps de tasa de interés y de tipo de cambio.

5. EFECTIVO

El efectivo comprende las cuentas corrientes mantenidos en entidades financieras locales en dólares estadounidenses y nuevos soles, y son de libre disponibilidad.

6. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES (NETO)

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

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Facturas	30,840	29,617
Energía y potencia entregada no facturada	45,137	57,044
Estimación para deterioro	(6)	(6)
Total	75,971	86,655

Facturas

La Compañía evalúa los límites de crédito de sus nuevos clientes a través de un análisis interno de su experiencia crediticia, y asigna límites de crédito por cliente. Estos límites de crédito son revisados 1 vez al año.

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía mantenía cuentas por cobrar vigentes por US\$20,489 (US\$20,541 al 31 de diciembre de 2013).

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía mantiene cuentas por cobrar comerciales vencidas pero no deterioradas por US\$10,345 (US\$9,070 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 se considera que 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:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Entre 1 y 30 días	9,741	7,958
Entre 31 y 60 días	49	522
Más de 61 días	555	590
Total	10,345	9,070

Energía y potencia entrega no facturada

La 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 COES - SINAC.

La energía y potencia entregada no facturada al 31 de diciembre de 2014 y 2013 fue facturada y cobrada en enero de 2015 y enero de 2014, respectivamente, sin cambios significativos.

Estimación para deterioro de cuentas por cobrar

La estimación por 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 360 días, 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 de situación financiera.

El monto de la estimación se reconoce con cargo a los resultados del ejercicio. Los cobros 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 de la cuenta por cobrar.

En opinión de la Gerencia, el saldo de la estimación para deterioro de cuentas por cobrar, cubre adecuadamente el riesgo de pérdida para cuentas de cobranza dudosa al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

7. TRANSACCIONES Y SALDOS CON ENTIDADES RELACIONADAS

El accionista principal de la Compañía es International Power S.A., perteneciente al grupo GDF Suez (Francia).

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Compañía realizó las siguientes transacciones significativas con entidades relacionadas, en el curso normal de sus operaciones:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Compra de carbón a GDF Suez Management Trading	5,740	8,033
Servicio de ingeniería para el Proyecto Quitaracsa recibido por LEME Sucursal Perú	3,340	2,248
Servicio de ingeniería y consultoría para proyectos recibido por Tractebel Engineering	2,612	535
Servicio de ingeniería para el Proyecto Quitaracsa recibido por LEME Engenharia Ltda.	990	1,499
Servicio de asesoría y consultoría recibido de GDF Suez Energy Perú	770	770
Servicios de asistencia administrativa y alquiler de oficina prestado a GDF Suez Energy Perú	310	291
Compra de proyectos de inversión a GDF Suez Energy Perú	202	—
Servicio de asesoría y consultoría recibido de Laborelec	64	230
Mantenimiento de licencias SAP recibido por GDF Suez	32	—
Reembolso de gastos por movimiento de ejecutivo de GDF Suez Energy Asia Co. Ltd.	16	—
Servicio de Inspección recibido de Tractebel Energía SA	15	—
Comisión de Garantía para el Proyecto Reserva Fría recibido por GDF Suez	—	1,565
Venta de proyectos de inversión a GDF Suez Energy Perú	218	—

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

	Relación	2014 US\$000	2013 US\$000
Por cobrar no comerciales:			
Leme Engenharia Ltda.	Relacionada	500	—
GDF Suez Energy Perú S.A.	Relacionada	25	34
Egasur S.A.	Relacionada	10	8
Total		535	42
Por pagar no comerciales:			
Leme Engenharia Sucursal Perú	Relacionada	272	—
Leme Engenharia Ltda.	Relacionada	133	—
Laborelec	Relacionada	59	38
GDF Suez S.A.	Relacionada	40	20
Tractebel Engineering	Relacionada	22	22
GDF Suez Energy Perú S.A.	Relacionada	—	76
Total		526	156

Los saldos por cobrar y por pagar a entidades relacionadas son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

Las remuneraciones y/o compensaciones pagadas durante el año 2014 y 2013 a la plana gerencial, que tiene la autoridad y responsabilidad de planificar, dirigir y controlar las actividades de la Compañía, fue de US\$2,719 y US\$2,160, respectivamente.

Las remuneraciones pagadas a Directores en 2014 ascienden a US\$60 (US\$65 en 2013).

8. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Las otras cuentas por cobrar se componen de:

	2014 US\$000	2013 US\$000
Anticipos a proveedores (a)	244	4,874
Saldo a favor por IGV (b)	1,018	9,691
Diversas	1,279	5,107
Total	2,541	19,672

(a) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Compañía mantiene anticipo a proveedores nacionales y del exterior principalmente relacionado con seguros, derechos de importación y suministros para mantenimiento de sus centrales.

(b) Crédito por Impuesto General a las Ventas, corresponde al saldo del IGV pagado en la adquisición de bienes y servicios, que será aplicado con el IGV por pagar generado por las operaciones gravadas con dicho impuesto.

9. INVENTARIOS

Los inventarios se componen de lo siguiente:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Suministros y repuestos	19,019	15,022
Combustibles	46,477	52,906
Carbón	16,731	5,583
Existencias por recibir (a)	543	5,287
Total	82,770	78,798

(a) Al 31 de diciembre de 2013 se encontraba en tránsito, adquisición de carbón para la Planta de Ilo la cual fue recepcionada en los almacenes de la Compañía durante el 2014.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, no es necesario constituir estimación por desvalorización de suministros y repuestos.

10. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Los gastos pagados por anticipado se componen de:

	Corriente		No corriente	
	2014	2013	2014	2013
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Derecho de Usufructo y Aporte Social (Nota 1 (c.ii))	3,949	3,949	30,475	27,483
Seguros	3,001	3,004	—	—
Otros	191	226	—	242
Total	7,141	7,179	30,475	27,725

11. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Para los años terminados el 31 de diciembre, el movimiento de las propiedades, planta y equipo, neto se compone de:

	Terrenos	Edificios y otras instalaciones	Maquinaria y equipo	Unidades de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Costo:								
Saldo al 1 de enero de 2013	7,851	311,719	579,982	2,734	2,053	30,602	331,449	1,266,390
Adiciones	—	52	988	166	235	2,719	174,494	178,654
Retiros	—	—	(440)	(346)	—	(112)	—	(898)
Transferencias y otros cambios	—	204,010	66,063	(53)	—	713	(260,282)	10,451
Saldo al 31 de diciembre de 2013	7,851	515,781	646,593	2,501	2,288	33,922	245,661	1,454,597
Adiciones	25	221	585	36	144	2,258	238,126	241,395
Retiros	—	—	(148)	(90)	—	(122)	(3,462)	(3,822)
Transferencias y otros cambios	—	1,710	24,076	(13)	17	10,110	(8,653)	27,247
Saldo al 31 de diciembre de 2014	7,876	517,712	671,106	2,434	2,449	46,168	471,672	1,719,417
Depreciación acumulada:								
Saldo al 1 de enero de 2013	—	68,608	166,386	1,964	1,033	13,251	—	251,242
Adiciones	—	11,887	27,102	212	177	2,628	—	42,006
Retiros	—	—	—	(338)	—	(60)	—	(398)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	—	80,495	193,488	1,838	1,210	15,819	—	292,850
Adiciones	—	10,303	31,810	210	201	4,106	—	46,630
Retiros	—	—	—	(84)	—	(115)	—	(199)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	—	90,798	225,298	1,964	1,411	19,810	—	339,281
Costo neto:								
Al 31 de diciembre de 2014	7,876	426,914	445,808	470	1,038	26,358	471,672	1,380,136
Al 31 de diciembre de 2013	7,851	435,286	453,105	663	1,078	18,103	245,661	1,161,747

(a) Las propiedades, planta y equipo, neto, sin incluir las obras en curso clasificados por Centrales de Generación Eléctrica al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son como sigue:

	ChilcaUno	Ilo1	Ilo2	Reserva Fría	Yuncán	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Al 31.12.2014	500,982	25,705	143,116	223,928	7,352	901,083
Al 31.12.2013	492,839	23,492	156,979	234,606	7,524	915,440

(b) Propiedades, planta y equipos, sin considerar trabajos en curso, incluyen activos adquiridos bajo arrendamientos financieros de la siguiente forma:

	Años de vida útil	2014	2013
		US\$000	US\$000
Edificios	3, 25 y 40	198,288	198,288
Maquinarias y equipos	15, 25 y 30	502,885	502,885
		701,173	701,173
Menos – depreciación acumulada		(105,026)	(79,666)
Total		596,147	621,507

(c) El gasto por depreciación del ejercicio ha sido registrado en los siguientes rubros del estado de resultados integrales:

	Notas	2014	2013
		US\$000	US\$000
Costos de ventas de energía eléctrica	20	45,682	41,150
Gastos de administración	21	948	856
Total		46,630	42,006

(d) En noviembre de 2006, la Compañía suscribió dos contratos de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú para financiar la segunda unidad de la C.T. ChilcaUno. El costo de los activos adquiridos para la construcción de este activo ascendió a US\$47,367, que incluye arrendamiento financiero, préstamos bancarios y fondos propios, y se encuentran contabilizados en sus respectivas cuentas. La depreciación acumulada de este activo es de US\$20,726 (US\$19,273 al 31 de diciembre de 2013).

(e) En diciembre de 2007 la Compañía suscribió dos contratos de arrendamiento financiero con el BBVA Banco Continental para financiar la tercera unidad de la misma (Nota 16 (d)). El costo de los activos adquiridos para la construcción de este activo ascendió a US\$82,517, que incluye arrendamiento financiero préstamos bancarios y fondos propios, y se encuentran contabilizados en sus respectivas cuentas de activo fijo. La depreciación acumulada de este activo es de US\$22,433 (US\$19,643 al 31 de diciembre de 2013).

(f) En junio de 2010 la Compañía suscribió un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú para financiar la conversión de la C.T. ChilcaUno a Ciclo Combinado (Nota 16 (d)). Al 31 de diciembre de 2014, el valor en libros de los desembolsos efectuados para la construcción de este activo ascendió a US\$346,471, que incluye arrendamiento financiero préstamos bancarios y fondos propios, los cuales se encuentran contabilizados en sus respectivas cuentas de activo fijo. Al 31 de diciembre de 2014, los costos de financiamiento capitalizados ascendieron a US\$27,905 y la depreciación acumulada de este activo es de US\$18,467 (US\$9,603 al 31 de diciembre de 2013).

(g) En abril de 2011 la Compañía suscribió dos contratos de arrendamiento financiero para financiar el Proyecto Reserva Fría (Nota 16 (d)). Al 31 de diciembre de 2014, el valor en libros de los desembolsos efectuados para la construcción de este activo asciende a US\$237,233, que incluye arrendamiento financiero préstamos bancarios y fondos propios, los cuales se encuentran contabilizados en sus respectivas cuentas de activo fijo. Los costos de financiamiento capitalizados ascendieron a US\$21,345. La depreciación acumulada de este activo es de US\$13,305 (US\$4,435 al 31 de diciembre de 2013).

(h) En junio de 2013, la Compañía suscribió un contrato de arrendamiento financiero para financiar parte de la construcción de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa (Nota 16(d)). Al 31 de diciembre de 2014, el valor en libros de los desembolsos efectuados para la construcción de este activo asciende a US\$337,339, que incluye arrendamiento financiero préstamos bancarios y fondos propios, (US\$230,017 al 31 de diciembre de 2013) los cuales se encuentran contabilizados como Trabajos en curso. Los costos de financiamiento capitalizados ascendieron a US\$3,417 (US\$162 al 31 de diciembre de 2013).

(i) En julio de 2014, la Compañía suscribió dos contratos de arrendamiento financieros para financiar la construcción de la Central Nodo Energético Planta Ilo. Al 31 de diciembre de 2014, el valor en libros de los desembolsos efectuados para la construcción de este activo asciende a US\$67,496, los cuales se encuentran contabilizados como Trabajos en curso. Los costos de financiamiento capitalizados ascendieron a US\$5,481.

(j) En octubre de 2014, la Compañía suscribió dos contratos de arrendamiento financiero para financiar la construcción de la ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno ("ChilcaPlus"). Al 31 de diciembre de 2014, el valor en libros de los desembolsos efectuados para la construcción de este activo asciende a US\$18,660, los cuales se encuentran contabilizados como Trabajos en Curso. Los costos de financiamiento capitalizados ascendieron a US\$1,565.

(k) De acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia, al 31 de diciembre de 2014 la Compañía tiene contratadas pólizas de seguros contra todo riesgo. Adicionalmente, la Compañía cuenta con un seguro por Lucro Cesante en caso de pérdidas económicas producto de daños a las centrales. En opinión de la Gerencia, las pólizas de seguros 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.

12. OTROS ACTIVOS

Para los años terminados el 31 de diciembre, el movimiento de otros activos se compone de:

	Derechos Contrato Yuncán (b)	Proyecto Quitaracsa (c)	Otros	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Costo:				
Saldos al 1 de enero de 2013	54,389	19,576	3,928	77,893
Adiciones	—	18,025	3,179	21,204
Otros cambios	—	—	(2,736)	(2,736)
Saldos al 31 de diciembre de 2013	54,389	37,601	4,371	96,361
Adiciones	—	16,384	2,240	18,624
Retiros	—	—	(1,196)	(1,196)
Saldos al 31 de diciembre de 2014	54,389	53,985	5,415	113,789
Amortización:				
Saldos al 1 de enero de 2013	13,295	—	1,713	15,008
Adiciones	1,813	—	110	1,923
Saldos al 31 de diciembre de 2013	15,108	—	1,823	16,931
Adiciones	1,813	—	241	2,054
Saldos al 31 de diciembre de 2014	16,921	—	2,064	18,985
Costo neto:				
Saldos al 31 de diciembre de 2014	37,468	53,985	3,351	94,804
Saldos al 31 de diciembre de 2013	39,281	37,601	2,548	79,430

(a) Las tasas de amortización son como sigue (expresadas en porcentajes):

	%
Derechos Contrato Yuncán	3
Otros	3–100

(b) Corresponde a los desembolsos efectuados por “Derecho por Contrato” y el pago inicial del “Aporte social” (Nota 1 (c)), y son amortizados en 30 años a partir del 7 de setiembre de 2005 (fecha de recepción de la C.H. Yuncán).

(c) Un monto aproximado de US\$45,535 (US\$29,151 al 31 de diciembre de 2013) corresponde a la construcción de carreteras dentro de la Municipalidad Provincial de Yuracmarca y la Municipalidad de Huaylas, que son de propiedad del Estado, las cuales permiten a la Compañía acceder a la Central

Hidroeléctrica Quitaracsa. Al 31 de diciembre de 2014, la construcción de esta carretera presenta un grado de avance de 100% (80% al 31 de diciembre de 2013).

(d) El gasto por amortización del ejercicio que incluye la amortización de activos intangibles por US\$328 (US\$220 al 31 de diciembre de 2013) ha sido registrado en los siguientes rubros del estado de resultados:

	Notas	2014	2013
		US\$000	US\$000
Costos de ventas de energía eléctrica	20	2,114	1,908
Gastos de administración	21	268	235
Total		2,382	2,143

13. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Las cuentas por pagar comerciales están denominadas en nuevos soles y dólares estadounidenses, son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas. El vencimiento de las cuentas por pagar comerciales es como sigue:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Dentro de los plazos de vencimiento	28,738	37,783
Entre 1 y 30 días	10,542	2,983
Entre 31 y 60 días	47	1,123
Más de 61 días	89	240
Total	39,416	42,129

14. PASIVO POR BENEFICIO A LOS EMPLEADOS

Los pasivos por beneficio a los empleados se componen de:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Remuneraciones y vacaciones	5,524	6,400
Participaciones a los trabajadores	5,696	5,138
Aportes previsionales y de seguridad social:		
Administradoras de Fondos de Pensiones - AFP	134	144
ESSALUD	84	111
Total	11,438	11,793

15. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Las otras cuentas por pagar se componen de:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Intereses por pagar sobre obligaciones financieras	3,065	2,063
Tributos por pagar	2,717	2,911
Diversas	5,809	3,223
Total	11,591	8,197

16. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Las obligaciones financieras se componen de:

		Total		Corriente		No corriente	
		2014	2013	2014	2013	2014	2013
	Vencimiento	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Bonos corporativos (a)	Entre junio 2016 y 2028	132,934	165,542	—	27,058	132,934	138,484
Prestamo bancario: Corto Plazo (b)	Entre febrero y julio 2015	105,000	85,000	105,000	85,000	—	—
Largo Plazo (c)	Junio 2020	100,000	15,000	—	10,000	100,000	5,000
Arrendamientos Financieros (d)	Entre marzo 2017 y octubre 2022	469,802	460,842	87,200	77,842	382,602	383,000
		807,736	726,384	192,200	199,900	615,536	526,484
Ajuste al costo amortizado		—	(206)	—	—	—	(206)
Total		807,736	726,178	192,200	199,900	615,536	526,278

(a) Bonos corporativos

Los recursos captados como parte del Primer Programa de Bonos Corporativos, fueron destinados a pagar anticipadamente los préstamos de corto plazo con bancos locales y proveedores, entre otros. Los bonos emitidos se pagarán a su vencimiento y los intereses son pagados semestralmente.

A continuación se detallan las características de cada emisión de bonos corporativos:

	Inicio	Vencimiento	Tasa de interés	Saldos al	
				2014	2013
				US\$000	US\$000
Primera Emisión por (en miles) S/.120,700	30/11/2007	30/11/2017	6.8125% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	40,490	43,199
Segunda Emisión por (en miles) S/.84,105	09/06/2008	09/06/2018	7.1875% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	28,214	30,102
Tercera Emisión por (en miles) US\$10,000	09/06/2008	09/06/2028	6.3125% (interés anual fijo en dólares)	10,000	10,000
Cuarta Emisión por (en miles) US\$15,000	30/06/2009	30/06/2016	6.50% (interés anual fijo en dólares)	15,000	15,000
Quinta Emisión por (en miles) S/.75,600	30/06/2009	30/06/2014	6.875% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	—	27,058
Sexta Emisión por (en miles) US\$25,000	03/12/2010	03/12/2025	6.50% (interés anual fijo en dólares)	25,000	25,000
Séptima Emisión por (en miles) S/.42,420	03/12/2010	30/06/2020	7.5938% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	14,230	15,183
Total obligaciones a valor nominal				132,934	165,542

(i) Para cubrirse de futuras fluctuaciones del tipo de cambio, por sus emisiones de bonos en nuevos soles, la Compañía ha contratado con bancos locales "swaps" de monedas y tasa de interés (Nota 18).

Con fecha 30 de junio de 2014 y conforme al cronograma establecido, se realizó la cancelación de la 5ta emisión de Bonos Corporativos por S/.75,600 equivalente a US\$25,117.

(b) Los préstamos bancarios a corto plazo por US\$105 millones (US\$85 millones al 31 de diciembre de 2013) los cuales fueron otorgados por entidades financieras locales, con tasas de intereses fija de entre 0.70% a 0.90% y variable de entre LIBOR+0.54% y LIBOR+0.80%, con vencimiento entre febrero y julio de 2015.

(c) Los préstamos bancarios a largo plazo mantenidos por la Compañía al 31 de diciembre de 2014 corresponden a:

(i) Préstamo por US\$100 millones otorgado por los Bancos The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd. y Sumitomo Mitsui Banking Corporation el 26 de junio de 2014, con vencimiento el 26 de junio de 2020, a una tasa de LIBOR a tres meses más 1.90% efectiva anual. Este préstamo fue utilizado para pre-pagar las deudas de corto plazo mantenidas a la fecha por el mismo importe cuyos fondos fueron utilizados para financiar activos fijos relacionados a los proyectos Quitaracsa y Nodo Energético.

(ii) El préstamo Sindicado fue otorgado el 30 de junio de 2005 por un grupo de bancos nacionales por un monto de US\$100 millones con vencimiento en junio 2015, el cual fue cancelado a través de un pre-pago realizado en el mes de diciembre 2014. Este préstamo devengaba un interés a LIBOR a tres meses más 2.90%. La Compañía para cubrir su exposición al riesgo de tasa de interés contrató un swap de intereses (Nota 18).

(d) Los arrendamientos financieros se detallan a continuación:

Acreedores	Monto autorizado y/o usado US\$000	Vencimiento	Saldos pendientes de pago					
			Total		Corriente		No corriente	
			2014 US\$000	2013 US\$000	2014 US\$000	2013 US\$000	2014 US\$000	2013 US\$000
Banco de Crédito del Perú Saldos por pagar, neto de interes e IGV, proveniente del contrato para la construcción y adquisición de maquinaria del ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, el pago de la primera cuota se realizó en el mes de marzo de 2013. La tasa de interés anual será de 6.67%.	310,00	Diciembre 2019	213,939	256,728	42,788	42,788	171,151	213,940
Saldos por pagar, neto de interes e IGV, proveniente del contrato para la construcción del proyecto Reserva Fría ubicado en Ilo. Las amortizaciones son en forma trimestral e iniciarán en el mes de agosto 2013 con el pago de la primera cuota. La tasa de interés anual es de 5.70%.	100,000	Mayo 2019	69,673	85,156	15,483	15,483	54,190	69,673
Saldos por pagar, neto de interes e IGV, proveniente del contrato para la construcción del proyecto Nodo Energético ubicado en Ilo. Las amortizaciones serán en forma trimestral e iniciarán después de tres meses de la fecha de activación. La tasa de interés anual es de 4.90%.	145,000	Noviembre 2021	25,722	—	—	—	25,722	—
Scotiabank Montos desembolsados a la fecha para financiar parte de la construcción de la Central Hidroeléctrica de Quitaracsá ubicada en el departamento de Áncash. Las amortizaciones serán en forma trimestral e iniciarán después de tres meses de la fecha de activación. La tasa de interés anual será de 3.02%.	60,000	Marzo 2017	44,804	19,611	11,201	—	33,603	19,611

^

Acreedores	Monto autorizado y/o usado US\$000	Vencimiento	Saldos pendientes de pago					
			Total		Corriente		No corriente	
			2014 US\$000	2013 US\$000	2014 US\$000	2013 US\$000	2014 US\$000	2013 US\$000
BBVA Banco Continental								
Saldo por pagar, neto de intereses e IGV, proveniente del contrato para la construcción de la tercera unidad de la C.T. ChilcaUno. El contrato establece amortizaciones trimestrales de capital. Devenga intereses anuales a LIBOR a 3 meses más 1.12% con plazo de 5 años.	66,970	Diciembre 2014	—	1,843	—	18,843	—	—
Saldos por pagar, neto de interes e IGV, proveniente del contrato para la construcción del proyecto Reserva Fría ubicado en Ilo. Las amortizaciones son en forma trimestral e iniciarán en el mes de agosto 2013 con el pago de la primera cuota. La tasa de interés anual es de 5.70%.	100,000	Mayo 2019	79,776	97,504	17,728	17,728	62,048	79,776
Saldos por pagar, neto de interes e IGV, proveniente del contrato para la construcción del proyecto Nodo Energético ubicado en Ilo. Las amortizaciones serán en forma trimestral e iniciarán después de tres meses de la fecha de activación. La tasa de interés anual es de 4.90%.	145,000	Noviembre 2021	19,122	—	—	—	19,122	—
Saldos por pagar, neto de interes e IGV, proveniente del contrato para la construcción del proyecto ChilcaPlus ubicado en Lima. Las amortizaciones serán en forma trimestral e iniciarán después de tres meses de la fecha de activación. La tasa de interés anual es de 4.20%.	125,000	Octubre 2022	16,766	—	—	—	16,766	—
Total			469,802	460,842	87,200	77,842	382,602	383,000

El valor presente de los pagos por arrendamiento financiero incluido en obligaciones financieras es como sigue:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Hasta un año	107,498	102,435
Entre uno y dos años	113,198	108,687
Entre dos y tres años	107,088	115,947
Más de tres años	181,971	225,548
Total a pagar incluyendo cargo financiero	509,755	552,617
Cargo financiero por aplicar a resultados de ejercicios futuros	(64,783)	(81,893)
Total	444,972	470,724

(e) El principal resguardo financiero que la Compañía debe cumplir con respecto a sus obligaciones financieras de largo plazo y que se detallan en los contratos de arrendamiento financiero, el préstamo y en el prospecto marco del Primer Programa de Bonos Corporativos es: mantener un ratio de cobertura de deuda menor a 3.50.

El cumplimiento de este resguardo financiero es supervisado por la Gerencia y, en su opinión, la Compañía ha cumplido con dicho resguardo financiero al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

17. PATRIMONIO

(a) Capital social emitido

Al 31 de diciembre de 2014 el capital social está representado por 601,370,011 acciones comunes, (224,297,295 acciones al 31 de diciembre de 2013) de S/.1.00 de valor nominal cada una (equivalente a US\$0.335), íntegramente suscritas y pagadas.

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

Accionistas	Accionistas	Participación
	Nº	%
International Power S.A.	371,478,629	61.77
IN-Fondo 2	43,582,986	7.25
Rimac International Cía. de Seguros y Reaseguros	30,743,698	5.11
Otros (572 accionistas)	155,564,698	25.87
	601,370,011	100.00

El movimiento en el número de acciones comunes en circulación fue como sigue:

	2014	2013
	Nº	%
En circulación al inicio del año	224,297,295	224,297,295
Aumento por capitalización	377,072,716	—
En circulación al final del año	601,370,011	224,297,295

Con fecha 18 de marzo de 2014, mediante acuerdo de la Junta Obligatoria Anual de Accionistas, se acordó la capitalización de la prima de emisión proveniente del aumento de capital, por nuevos aportes, acordado por Junta General de Accionistas del 14 de febrero de 2012.

Al 31 de diciembre de 2014, la cotización bursátil (en la Bolsa de Valores de Lima) por acción fue de S/.10.30 (S/.9.32 al 31 de diciembre de 2013 considerando las acciones en circulación al 31 de diciembre de 2014).

Las acciones de la Compañía son comunes y todas tienen el mismo derecho a voto.

(b) Capital adicional

Comprende la prima de capital, de libre disponibilidad, resultante del aumento de capital por aporte de las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFPs) en 2004. Dicha prima resultó de comparar el monto de los aportes efectuados por las AFPs de US\$48,000 con el monto de US\$12,078, correspondiente al valor en dólares estadounidenses de las 42,098,992 acciones comunes emitidas de S/.1.00 de valor nominal, aplicando el tipo de cambio de S/.3.4855 por cada US\$1.00.

(c) Reserva legal

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la reserva legal se constituye transfiriendo como mínimo 10% de la ganancia neta de cada ejercicio, después de deducir pérdidas acumuladas, hasta que alcance un monto equivalente a la quinta parte del capital. En ausencia de utilidades no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal debe ser destinada a compensar pérdidas, pero debe ser repuesta. La reserva legal puede ser capitalizada, pero igualmente debe ser repuesta.

Al 31 de diciembre de 2014, se encuentra pendiente de aprobación por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas la transferencia de 10% de la ganancia neta del ejercicio 2014 por US\$13,757 a la reserva legal.

(d) Resultados acumulados

De acuerdo con lo señalado por el Decreto Legislativo No. 945 del 23 de diciembre de 2003, que modificó la Ley del Impuesto a la Renta, 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

En setiembre de 2010, la Junta General de Accionistas aprobó por unanimidad modificar la política de dividendos de la Compañía acordándose, entre otros, la repartición de la suma equivalente al treinta por ciento (30%) de las utilidades anuales disponibles, según se determinen en cada ejercicio anual, o un porcentaje mayor si así se considera conveniente.

Durante el ejercicio 2014 se acordó distribuir dividendos por US\$41,700 que corresponde al saldo de los dividendos de 2013 y un adelanto de dividendos del 2014. Durante el ejercicio 2013 se pagó dividendos por US\$32,794 como sigue:

Fecha del Acuerdo de Directorio o Junta Obligatoria Anual de Accionistas	Ejercicio	Dividendo total	Dividendo por acción común
		US\$000	US\$000
2014:			
26 de diciembre	Adelanto del ejercicio 2014	21,630	0.0360
18 de marzo	Saldo del ejercicio 2013	20,070	0.0334
Total		41,700	
2013:			
12 de noviembre	Adelanto del ejercicio 2013	18,158	0.0810
12 de marzo	saldo del ejercicio 2012	14,636	0.0653
Total		32,794	

18. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

La Compañía utiliza contratos swap para cubrir el riesgo de cambios en tasas de interés y en tipos de cambio. Los efectos de la contabilización de los instrumentos financieros derivados que mantiene la Compañía al 31 de diciembre de 2014 y 2013, son como sigue:

	Efecto en estado de situación financiera activo (pasivo), neto		Efecto en resultados (pérdida) ganancia		Efecto en patrimonio neto de impuesto a las ganancias	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Instrumentos financieros derivados de cobertura:						
Contrato swap 1ra., 2da., 5ta. y 7ma. Emisión de Bonos	(4,794)	2,480	1,352	1,983	152	(2,273)
Contrato swap - Proyecto Quitaracsa	(1,795)	(3,863)	—	—	1,447	(3,965)
Contrato swap - Préstamo Sindicado	—	(197)	(202)	(372)	138	227
Total	(6,589)	(1,580)	1,150	1,611	1,737	(6,011)
Total activo	712	5,486				
Total pasivo	(7,301)	(7,066)				

Instrumento financiero derivado relacionado a Bonos Corporativos

Como resultado de las emisiones de Bonos Corporativos en nuevos soles (moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía), dentro del marco del Primer Programa de Bonos Corporativos, y para cubrirse del riesgo de futuras fluctuaciones del tipo de cambio, la Compañía decidió contratar instrumentos financieros derivados Swaps de monedas y tasas de interés denominados “Cross currency interest rate swap”. Con esto la Compañía logra fijar los pagos en dólares durante la vigencia de los bonos.

De acuerdo a lo mencionado, la Compañía intercambió lo siguiente:

Institución financiera	Bonos (Nota 16 (a))	Monto de emisión US\$000	Tasa de interés	Monto pactado US\$000	Swaps		Vencimiento
					Tasa de interés	Tipo de cambio fijado	
Citibank	Primera emisión	120,700	6.8125%	40,000	5.7550%	3.0175	30/11/17
Citibank	Segunda emisión	84,105	7.1875%	29,973	6.1690%	2.806	09/06/18
BBVA Continental	Quinta emisión	75,600	6.8750%	25,117	5.3750%	3.0099	30/06/14
BBVA Continental	Séptima emisión	42,420	7.5938%	15,043	5.9738%	2.8199	03/12/20

Con fecha 30 de junio de 2014, se realizó la cancelación de la 5ta emisión de Bono Corporativos.

La ganancia generada en los cross currency swaps liquidados durante 2014 fue de US\$1,352 (US\$1,983 en 2013), que se presenta en el rubro Ganancia neta por instrumentos financieros derivados.

Instrumento financiero derivado relacionado al Proyecto Quitaracsa

En el 2011 para cubrirse de las fluctuaciones en el tipo de cambio de las obligaciones en nuevos soles relacionadas con las obras civiles del Proyecto Quitaracsa, la Compañía contrató con el Citibank, un swap de moneda para fijar el tipo de cambio y de esta manera mitigar dicho riesgo, el cual tuvo vigencia hasta enero de 2014.

En 2013 y 2014, con el mismo fin de cubrirse de las fluctuaciones en el tipo de cambio de las obligaciones financieras en nuevos soles de otros desembolsos para el proyecto se contrató con el Scotiabank y BCP, respectivamente, swaps de moneda adicionales para fijar el tipo de cambio y mitigar dicho riesgo. El vencimiento de este instrumento es en febrero de 2015.

19. VENTAS NETAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para los años terminados el 31 de diciembre, las ventas netas de energía eléctrica se componen de lo siguiente:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Ventas de energía	364,912	364,406
Ventas de potencia	172,643	151,875
Ventas de peaje	69,814	58,035
Compensaciones D.U. N° 049	6,027	28,448
Otros ingresos	5,485	7,153
Total	618,881	609,917

20. COSTO DE VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

Para los años terminados el 31 de diciembre, los costos de ventas de energía eléctrica incluyen los siguientes conceptos:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Consumo de combustibles	146,570	174,345
Compra de energía, potencia y peaje	102,224	92,370
Cargas de personal	15,670	16,131
Consumo de suministros y repuestos	4,541	6,725
Derecho de usufructo y aporte social (Nota 1 (c))	3,949	3,949
Aporte 1 % Empresas Eléctricas	5,287	5,045
Mantenimiento de equipos industriales	6,541	5,649
Otros gastos de generación	21,184	18,372
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación (Nota 11 (c))	45,682	41,150
Amortización (Nota 12 (d))	2,114	1,908
Otros	50	49
Total	353,812	365,693

21. GASTOS DE ADMINISTRACION

Para los años terminados el 31 de diciembre, gastos de administración incluyen los siguientes conceptos:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Cargas de personal	13,839	14,951
Servicios prestados por terceros	5,660	5,728
Servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica	770	770
Tributos	675	467
Cargas diversas de gestión	2,474	3,085
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación (Nota 11 (c))	948	856
Amortización (Nota 12 (d))	268	235
Otros	2	—
Total	24,636	26,092

22. GASTOS FINANCIEROS

Para los años terminados el 31 de diciembre, los gastos financieros incluyen los siguientes conceptos:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Intereses de arrendamiento financiero	25,366	24,001
Intereses de bonos	10,310	11,615
Intereses de préstamos	888	1,366
Otros	289	1,335
Total	36,853	38,317

23. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

(a) Régimen tributario del impuesto a las ganancias

(i) Convenio de estabilidad jurídica

La Compañía tiene un Convenio de Estabilidad Jurídica firmado el 20 de diciembre de 2012 con el Estado peruano. En virtud de este convenio, las actividades de generación de energía eléctrica están sujetas al régimen fiscal vigente en 2012 durante los próximos diez años. La tasa del impuesto a las ganancias fijada para los diez años del convenio es del 30%.

(ii) Tasas de impuesto

Al 31 de diciembre de 2014, la tasa de impuesto a las ganancias de las personas jurídicas domiciliadas en Perú es de 30%.

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 utilidades, que incluyen sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados; esto es, gastos susceptibles de haber beneficiado a los accionistas, partícipes, entre otros; gastos particulares ajenos al negocio; gastos de cargo de accionistas, partícipes, entre otros, que son asumidos por la persona jurídica.

(iii) 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 (equivalente a US\$67), y (b) contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia, además de la documentación comprobatoria de este Estudio, cuando el monto de sus ingresos devengados superen los S/.6,000 (equivalente a US\$2,007) y hubieran efectuado

transacciones con entidades relacionadas en un monto superior a S/.1,000 (equivalente 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 cuenta con el Estudio de Precios de Transferencia correspondiente al 2013, y están realizando el respectivo estudio por el año 2014.

Con base en el análisis de las operaciones de la Compañía, la Gerencia y sus asesores legales opinan que no resultarán pasivos de importancia para los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, en relación a los precios de transferencia.

(iv) 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.

Estas modificaciones serán de aplicación para la Compañía por el ejercicio que terminará el 31 de diciembre de 2022, año en que expirará el convenio de estabilidad jurídica.

(v) Situación tributaria de la Compañía

Las declaraciones juradas del impuesto a la renta del ejercicio, 2011, 2012, 2013 y la que se presentará 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 del impuesto a las ganancias.

Durante el 2013, la declaración jurada del impuesto a las ganancias del ejercicio 2010, fue fiscalizada por la administración tributaria, el cual producto de la fiscalización se determinó un ajuste de US\$909 y se realizó también el pago respectivo.

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, por lo que cualquier eventual mayor impuesto o recargo que

podiera resultar de las revisiones fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que estos se determinen. No obstante, en opinión de la Gerencia cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

(vi) Contabilidad en moneda extranjera

En julio de 1998, la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), autorizó a la Compañía a llevar su contabilidad, a partir de 1998, en moneda extranjera, conforme a lo dispuesto en el Código Tributario.

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

El gasto de impuesto a las ganancias del año terminado el 31 de diciembre, se detalla a continuación:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Impuesto a las ganancias corriente	43,664	41,108
Impuesto a las ganancias de ejercicios anteriores	(777)	951
Impuesto a las ganancias diferido (Nota 24)	18,310	16,320
Total	61,197	58,379

El impuesto a las ganancias corriente estimado corresponde al impuesto por pagar, calculado aplicando una tasa de 30% sobre la renta gravable estimada, después de deducir la participación de los trabajadores D. Legislativo 892, un porcentaje de 5%.

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 la ganancia antes de impuestos):

	2014		2013	
	US\$000	%	US\$000	%
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	198,765	100.00	185,802	100.00
Impuesto a las ganancias calculado según tasa tributaria	59,630	30.00	55,741	30.00
Efecto tributario sobre adiciones (deducciones):				
Gastos no deducibles	868	0.44	2,000	1.08
Multas SUNAT	12	0.01	40	0.02
Donaciones	400	0.20	396	0.21
Otros ajustes	287	0.14	203	0.11
Impuesto a las ganancias corriente y diferido según tasa efectiva	61,197	30.79	58,379	31.42

(c) Impuesto a las ganancias por recuperar y por pagar

El saldo acreedor con la Administración Fiscal relacionado con el impuesto a las ganancias es de US\$6,925 al 31 de diciembre de 2014, mientras que al 31 de diciembre de 2013 se tuvo un saldo deudor de US\$3,379.

24. PASIVO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS DIFERIDO

Los impuestos diferidos activos y pasivos se componen de lo siguiente:

2014	Adiciones / Recuperos			
Diferencias temporales	Saldos iniciales	Resultado del ejercicio	Resultados acumulados	Saldos finales
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Pasivo:				
Instrumentos financieros derivados	(2,497)	—	745	(1,752)
Tasa de depreciación y amortización menor que la tributaria	83,865	18,314	—	102,179
Otros	426	(4)	—	422
Pasivo diferido, neto	81,794	18,310	745	100,849

2013	Adiciones / Recuperos			
Diferencias temporales	Saldos iniciales	Resultado del ejercicio	Resultados acumulados	Saldos finales
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Pasivo:				
Instrumentos financieros derivados	549	(470)	(2,576)	(2,497)
Tasa de depreciación y amortización menor que la tributaria	66,780	17,085	—	83,865
Otros	721	(295)	—	426
Pasivo diferido, neto	68,050	16,320	(2,576)	81,794

25. GANANCIA NETA POR ACCION

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la ganancia neta del ejercicio atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el ejercicio. No se ha calculado utilidad diluida por acción común porque no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes.

Para los años terminados el 31 de diciembre, la ganancia y el promedio ponderado de acciones emitidas y en circulación para el cálculo de la ganancia neta por acción básica se componen de:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Ganancia neta atribuida a los accionistas comunes	137,568	127,423
Promedio ponderado del número de acciones comunes:		
En circulación al inicio del período:	224,297,295	224,297,295
Emitidas por aumento de capital (9 meses de vigencia)	282,804,537	—
En circulación durante el período:	507,101,832	224,297,295
Ganancia básica y diluida por acción común en US\$	0.271	0.568

26. TRANSACCIONES NO MONETARIAS Y ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

Las actividades de inversión y financiamiento que no generaron desembolsos de efectivo, y que afectaron activos y pasivos para los años terminados el 31 de diciembre, se resumen de la siguiente forma:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Adquisición de propiedades, planta y equipos a través de arrendamientos financieros	86,820	58,037
Capitalización de anticipos otorgados	11,646	9,701
Total	98,466	67,738

27. COMPROMISOS

(a) Contratos de venta vigentes

Al cierre del 31 de diciembre de 2014, la Compañía mantiene los siguientes contratos de venta vigentes:

	Duración del contrato	Inicio de vigencia del contrato	Fecha de terminación	Potencia contratada	
				Hora punta (MW)	Hora fuera de hora punta (MW)
Contratos licitación (2014-2025)					
Edelnor Convocatoria - ED-01	8 años	01/01/14	31/12/21	159.29	159.29
Edelnor Convocatoria - ED-02	10 años	01/01/14	31/12/23	83.35	83.35
Edelnor Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	31/10/14	31/12/25	25.78	25.78
Luz del Sur Convocatoria - ED-01	8 años	01/01/14	31/12/21	128.13	128.13
Luz del Sur Convocatoria - ED-02	10 años	01/01/14	31/12/23	70.67	70.67
Luz del Sur Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	31/10/14	31/12/25	20.73	20.73
Edecañete Convocatoria - ED-01	8 años	01/01/14	31/12/21	3.81	3.81
Electrosur Convocatoria - ED-02	10 años	01/01/14	31/12/23	9.44	9.44
Electrosur Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	31/10/14	31/12/25	3.06	3.06
Electrosureste Convocatoria - ED-01	8 años	01/01/14	31/12/21	12.81	12.81
Electrosureste Convocatoria - ED-02	10 años	01/01/14	31/12/23	12.97	12.97
Electrosureste Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	31/10/14	31/12/25	4.01	4.01
Electropuno Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	31/10/14	31/12/25	2.69	2.69
Seal Convocatoria - ED-01	8 años	01/01/14	31/12/21	23.51	23.51
Seal Convocatoria - ED-02	10 años	01/01/14	31/12/23	14.88	14.88
Seal Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	31/10/14	31/12/25	4.42	4.42
Electronoroeste Convocatoria - ED-01	8 años	01/01/14	31/12/21	13.85	13.85
Electronoroeste Convocatoria - ED-02	10 años	01/01/14	31/12/23	8.70	8.70
Electronoroeste Convocatoria - ED-01	8 años	01/01/14	31/12/21	8.60	8.60
Hidrandina Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	31/10/14	31/12/22	18.12	18.12
Electronorte Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	31/10/14	31/12/22	12.86	12.86
Electronoroeste Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	31/10/14	31/12/22	9.01	9.01
Electrocentro Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	31/10/14	31/12/22	10.74	10.74
Coelvisac Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	31/10/14	31/12/22	0.38	0.38
				661.80	661.80

>

	Duración del contrato	Inicio de vigencia del contrato	Fecha de terminación	Potencia contratada	
				Hora punta (MW)	Hora fuera de hora punta (MW)
Contratos licitación corto plazo (2013-2017)					
Edelnor 2014-2017	4 años	01/01/14	31/12/17	144.00	144.0
				144.00	144.00
Contrato bilateral					
Electronoroeste	3 años	01/01/12	31/12/15	10.00	10.00
ElectroUcayali	2 años	01/01/13	31/12/15	23.00	23.00
Coelvisac	2 años	01/01/13	31/12/14	27.00	12.50
Edelnor	20 meses	01/05/13	31/12/14	40.00	40.00
ElectroDunas	12 meses	01/01/14	31/12/14	52.30	52.30
Seal	6 meses	01/07/14	31/12/14	15.00	15.00
Hidrandina	13 meses	01/06/14	30/06/15	4.00	4.00
				171.30	156.80
Total regulados				977.10	962.61
Southern Perú Cooper Corporation	20 años	18/04/97	17/04/17	207.00	207.00
Quimpac S.A.	16 años	01/07/04	30/06/20	18.00	56.00
PANASA	13 años	01/06/07	30/06/20	12.00	12.00
Minera Bateas S.A.C.	10 años	01/02/07	31/01/17	3.50	3.50
Nyrstar Coricancha (ex San Juan)	10 años	01/04/07	31/03/17	5.00	5.00
Universidad de Lima	10 años y 8 meses	01/05/08	31/12/18	2.80	3.00
Antapaccay (Xstrata Tintaya)	10 años	01/05/08	30/04/18	7.50	7.50
Manufactura Record S.A.	10 años y 6 meses	01/07/08	31/12/18	0.25	1.30
Las Bambas MMG	10 años y 10 meses	15/12/12	14/10/23	32.00	32.00
Minera Santa Luisa	5 años	01/06/11	31/05/16	1.00	4.00
PetroPeru	3 años y 1 mes	08/08/12	06/09/15	7.65	7.65
Owens Illinos Perú	5 años y 1 mes	01/12/12	31/12/17	3.40	3.40
Aruntani SAC	2 años	01/01/13	31/12/14	3.20	3.20
Industrial Papelera Atlas	5 años	01/01/13	31/12/17	2.85	3.80
Apumayo	2 año y 11 meses	01/02/13	31/12/15	1.15	1.50
Papelera del Sur	4 años	01/03/13	28/02/17	4.50	4.50
Linde Gas Perú	3 años	01/06/13	31/05/16	2.70	2.70
Total libres				314.50	358.05
Total contratos (regulados + libres)				1,291.60	1,320.66

(b) Fianzas y garantías otorgadas

Las principales cartas fianza y garantías que tiene la Compañía son:

- En garantía de los pagos por “Derecho de Usufructo y Aporte Social” del Contrato de Usufructo (Nota 1(c)), la Compañía otorgó a favor de Activos Mineros S.A.C. cartas fianzas por un monto de US\$10,000. Asimismo, por el fiel cumplimiento del contrato se constituyó garantía por US\$2,000, a favor de Activos Mineros S.A.C.
- A favor del Ministerio de Energía y Minas S/.35,500 (equivalente a US\$11,877), por Quitarcasca - Cumplimiento cronograma construcción - Concesión Definitiva de Generación.
- A favor del Ministerio de Energía y Minas US\$55,000, por Nodo Energético – fiel cumplimiento compromiso de inversión.

28. CONTINGENCIAS

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía tiene las siguientes contingencias:

(a) Procesos tributarios

Con fecha 14 de octubre de 2010, la Compañía fue notificada con la Resolución de Intendencia N° 000 3B0000/2010-000335, mediante la cual, la SUNAT requiere el pago del ISC e IGV relacionado a las 10 importaciones de carbón o hulla bituminosa realizadas entre mayo 2006 y abril 2007. La resolución dispone la cobranza de S/.6.4 millones por tributos, a los que debe agregarse los intereses moratorios. La reclamación fue declarada infundada por la Resolución de Intendencia No. 000 3B0000/2011-000342.

Con fecha 26 de agosto de 2011, la Compañía presentó recurso de apelación para que el Tribunal Fiscal revoque la Resolución de Intendencia Apelada y deje sin efecto la primera Resolución de Intendencia mencionada líneas arriba. El 24 de enero de 2014 se notificó a la Compañía la Resolución del Tribunal Fiscal No. 16997-A-2013, la cual declara procedente en parte la apelación, deja sin efecto el cobro de intereses a que se contrae la Resolución de Intendencia Apelada en relación con 9 importaciones, y la confirma en lo demás que contiene. De esta forma, la deuda actualizada se reduce en aproximadamente 48%, de un total de S/.14.1 millones a S/.7.3 millones.

El 12 de mayo de 2014, la Compañía interpuso demanda contencioso administrativa contra el Tribunal Fiscal y la SUNAT, con el fin de que se declare la nulidad de la Resolución del Tribunal Fiscal No. 16997-A-2013 y sus predecesoras que resolvieron la reclamación y apelación mencionadas, así como se le restituya la suma pagada de S/.7.3 millones.

Por Resolución N° 7 de fecha 30 de diciembre de 2014, notificada a la Compañía el 7 de enero de 2015, el Vigésimo Segundo Juzgado Especializado en lo Contencioso Administrativo con Subespecialidad Tributaria y Aduanera de la Corte Superior de Justicia de Lima, declaró infundada la demanda. La Compañía procederá a interponer oportunamente recurso de apelación contra la referida resolución, el cual fue presentado el 14 de enero de 2015.

En opinión de la Compañía, ésta cuenta con argumentos legales sólidos para obtener un pronunciamiento favorable en el Poder Judicial.

(b) Procesos judiciales

Proceso de Laudo Arbitral seguido con Empresa de Generación de Arequipa S.A. (EGASA), Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (EGESUR) y Empresa de Generación Eléctrica de San Gabán S.A. (SAN GABAN), debido a que existe discrepancia entre las partes respecto a la tasa de interés que debía aplicarse a los intereses devengados del capital que la Compañía canceló a las mencionadas empresas por orden del Tribunal Arbitral en 2002. La suma en disputa asciende a S/.1,575 (equivalentes a US\$528), los cuales han sido reconocidos por la Compañía al 31 de diciembre de 2014 (US\$565 al 31 de diciembre de 2013) Según sus asesores legales, el monto provisionado por la Compañía es suficiente.

(c) Situaciones contingentes del sector energía

Proceso seguido por la Compañía contra el COES - SINAC para la no asignación de los retiros de potencia y energía sin respaldo contractual en los años 2004, 2005, 2006 y 2007 efectuados por las empresas distribuidoras de electricidad.

La etapa probatoria del mencionado arbitraje ha concluido. El 16 de julio de 2014 se llevó a cabo la Audiencia de Informes Orales. La única actuación pendiente en el arbitraje, antes de la emisión del Laudo, consiste en la resolución que deberá emitir el Tribunal Arbitral fijando plazo para Laudar.

Cabe informar que todavía continúa vigente la medida cautelar concedida el 11 de julio de 2005 a favor de la Compañía por el Cuarto Juzgado Civil de Lima en el Expediente Nro. 27772-05, que ordenó al COES - SINAC no asignar a la Compañía los retiros de potencia y energía efectuados por las empresas distribuidoras sin respaldo contractual.

La Compañía provisionó un importe de S/.4,225 (equivalentes a US\$1,424), los cuales han sido reconocidos por la Compañía al 31 de diciembre de 2014 (US\$1,513 al 31 de diciembre de 2013), esta provisión se realizó en caso de obtener un resultado adverso en el arbitraje. Esta provisión se efectuó considerando la diferencia entre, de ser el caso, lo que la Compañía podría recibir de las empresas de distribución por la venta de electricidad (correspondiente a los retiros sin contrato) valorizado a tarifa en barra, menos tal electricidad valorizada al costo marginal.

29. ARRENDAMIENTO OPERATIVO

El 5 de enero de 2009, se inició el Contrato de Constitución de Usufructo Condicionado entre la Compañía y la empresa La Quinta de los Fabricantes S.A.C., propietarios del inmueble donde se encuentran ubicadas las oficinas administrativas de la Compañía. El plazo de vigencia es de 25 años. Este contrato de usufructo será de carácter voluntario para la Compañía, que tendrá derecho a darlo por terminado de manera anticipada. Los gastos de arrendamiento ascendieron a US\$297 y US\$337 en 2014 y 2013, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los pagos mínimos futuros de arrendamiento son como sigue:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Menos de un año	304	332
Entre uno (1) y cinco (5) años	1,222	1,621
Más de cinco (5) años	3,109	4,588
Total	4,635	6,541

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los pagos mínimos futuros de arrendamiento relacionado al contrato de usufructo de la Central Hidroeléctrica de Yuncán (Nota 1(c.ii)) son como sigue:

	2014	2013
	US\$000	US\$000
Menos de un año	6,716	6,941
Entre uno (1) y cinco (5) años	24,260	32,444
Más de cinco (5) años	11,802	14,808
Total	42,778	54,193

30. MEDIO AMBIENTE

La Compañía en cumplimiento de la normatividad ambiental vigente y honrando los compromisos suscritos, cuenta con los siguientes instrumentos de gestión ambiental:

- Planes de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) de la C.T. Ilo1.
- Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de la C.T. Ilo21, C.H. Yuncán, C.T. ChilcaUno y C.H. Quitaracsa.
- Planes de Manejo Ambiental (PMA) de la conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, variación del trazo de ruta del proyecto de la conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, C.T. de Reserva Fría Ilo31 y de la C.H. Quitaracsa.
- Estudio de Impacto Ambiental – Social (EIA-S) del proyecto de ampliación de la C.T. ChilcaUno.
- Planes de Manejo Ambiental (PMA) de la adecuación a los estándares de calidad ambiental del agua y adecuación a vertimientos de la C.T. Ilo1, de la C.T. Ilo21 y C.H. Yuncán.

Adicionalmente, la Compañía se encuentra sometida a auditorías ambientales periódicas (como mínimo una vez al año) por parte de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA).

Para el periodo de enero a diciembre de 2014, el gasto acumulado relacionado directamente con la protección del medio ambiente ascendió a US\$1,213 (US\$745 en el 2013).

31. HECHOS POSTERIORES

No se tiene conocimiento de hechos importantes ocurridos entre la fecha de cierre de estos estados financieros y la fecha de este informe, que puedan afectarlos significativamente.



Reporte sobre el cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo para las sociedades peruanas (10150)

Denominación:	EnerSur S.A.
Ejercicio:	2014
Página web:	www.enersur.com.pe
Denominación o razón social de la empresa revisora*	
RPJ:	20333363900

*Solo es aplicable en el caso en que la información contenida en el presente informe haya sido revisada por alguna empresa especializada (por ejemplo: sociedad de auditoría o empresa de consultoría).

Sección A

Carta de presentación¹

Durante el ejercicio correspondiente al año 2014, EnerSur S.A. ha implementado las siguientes acciones para mejorar el cumplimiento de las prácticas de buen gobierno corporativo:

- 1) En cumplimiento del nuevo Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado mediante Resolución SMV N° 005-2014-SMV/01, el Directorio de EnerSur, en sesión de fecha 21 de agosto del 2014, aprobó la versión N°3 de las Normas Internas de Conducta.
- 2) Con fecha 18 de marzo del 2014, la Junta General de Accionistas de EnerSur aprobó el texto único ordenado del Estatuto de Enersur S.A. a fin de consolidar en un solo documento todas las modificaciones del texto actual del Estatuto de EnerSur (sin modificar el texto de los artículos).
- 3) Mediante Sesión de Directorio de fecha 2 de septiembre del 2014, el Directorio aprobó una nueva política ética del Grupo GDF SUEZ: Referencial de Derechos Humanos “Compromisos e Implementación” a fin de cumplir normativa internacional relacionada a derechos laborales, así como acerca de principios relacionados a la protección de derechos de las comunidades cercanas a las sedes de la empresa, exigencias para sus proveedores, contratistas y socios, entre otros.
- 4) A través de Sesión de Directorio de fecha 2 de septiembre del 2014, se aprobó la nueva Política Comercial y de Riesgo de Mercado de la Sociedad, por la cual se analiza los tipos de riesgo que afronta EnerSur por la contratación con sus clientes.
- 5) Se actualizó la página web de la empresa, incluyendo la sección de accionistas e inversionistas, con información de interés para estos, tales como política de dividendos, contactos, presentación corporativa, entre otros.
- 6) En relación a riesgos no financieros, se implementaron diversos documentos de cumplimiento obligatorio para los empleados de la empresa, tales como documentos relacionados a temas éticos, ambientales, de seguridad y de salud ocupacional.

¹Se describen las principales acciones implementadas durante el ejercicio en términos de buenas prácticas de gobierno corporativo que la sociedad considere relevante destacar en línea con los cinco pilares que conforman el Código de Buen Gobierno Corporativo para las Sociedades Peruanas (2013): derecho de los accionistas, juntas generales de accionistas, directorio y alta gerencia, riesgo y cumplimiento y transparencia de la información.

Sección B

Evaluación del cumplimiento de los Principios del Código de Buen Gobierno Corporativo para las Sociedades Peruanas

Pilar I: Derechos de los accionistas

Principio 1: Paridad de trato

Pregunta I.1

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad reconoce en su actuación un trato igualitario a los accionistas de la misma clase y que mantienen las mismas condiciones(*)?	X		El Estatuto prevé que todas las acciones de la misma clase tienen los mismos derechos y están sujetos a las mismas obligaciones.

(*) Se entiende por mismas condiciones aquellas particularidades que distinguen a los accionistas, o hacen que cuenten con una característica común, en su relación con la sociedad (inversionistas institucionales, inversionistas no controladores, etc.). Debe considerarse que esto en ningún supuesto implica que se favorezca el uso de información privilegiada.

Pregunta I.2

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad promueve únicamente la existencia de clases de acciones con derecho a voto?		X	Actualmente existen solo las acciones con derecho a voto. Sin embargo, el Estatuto indica que se podrán emitir acciones de diversas clases, derechos y obligaciones.

a. Sobre el capital de la sociedad, especifique:

Capital suscrito al cierre del ejercicio	Capital pagado al cierre del ejercicio	Número total de acciones representativas del capital	Número de acciones con derecho a voto
S/. 601'370,011.00	S/. 601'370,011.00	601,370,011	601,370,011

b. En caso la sociedad cuente con más de una clase de acciones, especifique:

Clase	Número de acciones	Valor nominal	Derechos(*)

(*) En este campo deberá indicarse los derechos particulares de la clase que lo distinguen de las demás.

Pregunta I.3

	Sí	No	Explicación
En caso la sociedad cuente con acciones de inversión, ¿La sociedad promueve una política de redención o canje voluntario de acciones de inversión por acciones ordinarias?		X	La sociedad no cuenta con acciones de inversión.

Principio 2: Participación de los accionistas**Pregunta I.4**

	Sí	No	Explicación
a. ¿La sociedad establece en sus documentos societarios la forma de representación de las acciones y el responsable del registro en la matrícula de acciones?	X		El artículo 8 del Estatuto prevé la representación en (i) el Libro de Matrícula de Acciones y (ii) en caso las acciones estén representadas mediante anotación en cuenta, en el registro contable de la Institución de Compensación y Liquidación de Valores. Desde el año 2005, la sociedad lleva la totalidad de sus acciones mediante anotación en cuenta.
b. ¿La matrícula de acciones se mantiene permanentemente actualizada?	X		Mediante Contrato de Locación de Servicios , suscrito el 13 de marzo del 2006, EnerSur encargó al Banco de Crédito del Perú la responsabilidad de mantener actualizado el registro de matrícula de acciones y otras obligaciones relacionadas al cómputo y seguimiento de las acciones transadas en la Bolsa de Valores de Lima (en adelante BVL) representativo del capital social de Enersur.

Indique la periodicidad con la que se actualiza la matrícula de acciones, luego de haber tomado conocimiento de algún cambio.

Periodicidad	
Dentro de las cuarenta y ocho horas	X
Semanal	
Otros / Detalle (en días)	

Principio 3: No dilución en la participación en el capital social

Pregunta I.5

	Sí	No	Explicación
a. ¿La sociedad tiene como política que las propuestas del Directorio referidas a operaciones corporativas que puedan afectar el derecho de no dilución de los accionistas (i.e., fusiones, escisiones, ampliaciones de capital, entre otras) sean explicadas previamente por dicho órgano en un informe detallado con la opinión independiente de un asesor externo de reconocida solvencia profesional nombrado por el Directorio?		X	La sociedad no cuenta con políticas escritas sobre este punto en mención; sin embargo, sí se cumple con lo previsto en las normas societarias aplicables.
b. ¿La sociedad tiene como política poner los referidos informes a disposición de los accionistas?			

En caso de haberse producido en la sociedad durante el ejercicio, operaciones corporativas bajo el alcance del literal a) de la pregunta I.5, y de contar la sociedad con directores independientes^(*), precisar si en todos los casos:

	Sí	No
¿Se contó con el voto favorable de la totalidad de los directores independientes para la designación del asesor externo?		
¿La totalidad de los directores independientes expresaron en forma clara la aceptación del referido informe y sustentaron, de ser el caso, las razones de su disconformidad?		

(*) Los directores independientes son aquellos seleccionados por su trayectoria profesional, honorabilidad, suficiencia e independencia económica y desvinculación con la sociedad, sus accionistas o directivos.

Principio 4: Información y comunicación a los accionistas

Pregunta I.6

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad determina los responsables o medios para que los accionistas reciban y requieran información oportuna, confiable y veraz?	X		El gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano será el punto único de contacto y responsable de brindar información a los accionistas e inversionistas. Asimismo, la Gerencia de Asuntos Corporativos se encargará de mantener actualizada la página web de EnerSur. Finalmente, los representantes bursátiles se encargarán de realizar los hechos de importancia ante la SMV.

a. Indique los medios a través de los cuales los accionistas reciben y/o solicitan información de la sociedad.

Medios de comunicación	Reciben información	Solicitan información
Correo electrónico	X	X
Vía telefónica	X	X
Página web corporativa	X	X
Correo postal		
Reuniones informativas		
Otros / Detalle	Juntas generales de accionistas.	

b. ¿La sociedad cuenta con un plazo máximo para responder las solicitudes de información presentadas por los accionistas?. De ser afirmativa su respuesta, precise dicho plazo:

Plazo máximo (días)	
---------------------	--

Pregunta I.7

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad cuenta con mecanismos para que los accionistas expresen su opinión sobre el desarrollo de la misma?	X		

De ser afirmativa su respuesta, detalle los mecanismos establecidos con que cuenta la sociedad para que los accionistas expresen su opinión sobre el desarrollo de la misma.

Los accionistas pueden expresar su opinión sobre la gestión de la sociedad, vía la página web (http://www.enersur.com.pe/contactos.html), correo electrónico (contacto@suezenergy.com.pe, investor.relations@enersur.com.pe) y por telefono (616-7979).
--

Principio 5: Participación en dividendos de la sociedad

Pregunta I.8

	Sí	No	Explicación
a. ¿El cumplimiento de la política de dividendos se encuentra sujeto a evaluaciones de periodicidad definida?		X	Con fecha 21 de septiembre del 2010, la JGA aprobó la actual política de dividendos de la sociedad.
b. ¿La política de dividendos es puesta en conocimiento de los accionistas, entre otros medios, mediante su página web corporativa?	X		En la página web de EnerSur se indica que la política de dividendos vigentes fue aprobada mediante acuerdo de la Junta General de Accionistas del 21 de setiembre del 2010, la cual establece la distribución equivalente al treinta por ciento (30%) de las utilidades anuales disponibles, según estas sean determinadas en cada ejercicio anual, o un porcentaje mayor si así se estimara conveniente.

a. Indique la política de dividendos de la sociedad aplicable al ejercicio.

Fecha de aprobación	21/09/2010
Política de dividendos (criterios para la distribución de utilidades)	<p>a) La distribución de dividendos se efectuará de acuerdo a la participación en el capital social de cada accionista.</p> <p>b) Solo se distribuirá el monto que quedare luego de efectuar las deducciones expresamente dispuestas por ley.</p> <p>c) Se repartirá la suma equivalente al treinta por ciento (30%) de las utilidades anuales disponibles, según estas sean determinadas en cada ejercicio anual, a contar del ejercicio 2010, o un porcentaje mayor si así se estimara conveniente.</p> <p>d) El Directorio de la sociedad determinará las fechas en que se efectuará el pago de los dividendos acordados, según la disponibilidad de recursos.</p> <p>e) El cumplimiento de la política de dividendos se encuentra condicionada a las utilidades que realmente se obtengan.</p> <p>f) El Directorio de la sociedad podrá acordar la distribución de dividendos a cuenta.</p>

b. Indique los dividendos en efectivo y en acciones distribuidos por la sociedad en el ejercicio y en el ejercicio anterior.

Por acción	Dividendos por acción			
	Ejercicio que se reporta		Ejercicio anterior al que se reporta	
	En efectivo	En acciones	En efectivo	En acciones
Clase Efectivo US\$	0.03265877	0	0.08947664	0
Clase		0		0
Acción de inversión	0	0	0	0

Principio 6: Cambio o toma de control

Pregunta I.9

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad mantiene políticas o acuerdos de no adopción de mecanismos anti-absorción?		X	

Indique si en su sociedad se ha establecido alguna de las siguientes medidas:

	Sí	No
Requisito de un número mínimo de acciones para ser director		X
Número mínimo de años como director para ser designado como Presidente del Directorio		X
Acuerdos de indemnización para ejecutivos/ funcionarios como consecuencia de cambios luego de una OPA.		X
Otras de naturaleza similar / Detalle	El Estatuto prevé que un director no tiene que ser accionista para ser director. Asimismo, el Directorio elige de su seno a un presidente.	

Principio 7: Arbitraje para solución de controversias**Pregunta I.10**

	Sí	No	Explicación
a. ¿El estatuto de la sociedad incluye un convenio arbitral que reconoce que se somete a arbitraje de derecho cualquier disputa entre accionistas, o entre accionistas y el Directorio; así como la impugnación de acuerdos de JGA y de Directorio por parte de los accionistas de la sociedad?	X		Sí, el artículo 53 del Estatuto contempla el arbitraje como el mecanismo para resolución de conflictos que pudieran surgir entre la sociedad y sus accionistas o entre los accionistas y el Directorio. El arbitraje estará sujeto a las reglas establecidas en el reglamento respectivo de la UNCITRAL y se llevará a cabo en la ciudad de Madrid, España.
b. ¿Dicha cláusula facilita que un tercero independiente resuelva las controversias, salvo el caso de reserva legal expresa ante la justicia ordinaria?	X		La cláusula arbitral prevé que un árbitro resuelva las controversias explicadas en la respuesta anterior. Adicionalmente, de acuerdo a la Ley General de Arbitraje las disputas no arbitrables serán resueltas por la justicia ordinaria.

En caso de haberse impugnado acuerdos de JGA y de Directorio por parte de los accionistas u otras que involucre a la sociedad, durante el ejercicio, precise su número.

Número de impugnaciones de acuerdos de JGA	0
Número de impugnaciones de acuerdos de Directorio	0

Pilar II: Junta General de Accionistas**Principio 8: Función y competencia****Pregunta II.1**

	Sí	No	Explicación
¿Es función exclusiva e indelegable de la JGA la aprobación de la política de retribución del Directorio?	X		El Estatuto, en su artículo 25, indica específicamente que serán funciones de la JGA designar al Directorio y fijar su retribución.

Indique si las siguientes funciones son exclusivas de la JGA, en caso ser negativa su respuesta precise el órgano que las ejerce.

	Sí	No	Órgano
Disponer investigaciones y auditorías especiales		X	JGA, Directorio y Gerencia
Acordar la modificación del Estatuto	X		JGA
Acordar el aumento del capital social	X		JGA
Acordar el reparto de dividendos a cuenta		X	Directorio
Designar auditores externos	X		JGA

Principio 9: Reglamento de Junta General de Accionistas

Pregunta II.2

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad cuenta con un Reglamento de la JGA, el que tiene carácter vinculante y su incumplimiento conlleva responsabilidad?		X	La empresa no cuenta con un reglamento de la JGA, pero si cuenta con Normas Internas de Conducta (agosto 2014), aprobadas mediante sesión de Directorio de fecha 21 de agosto del 2014, que son de cumplimiento obligatorio para sus accionistas. Estas están colgadas en la pagina web de la sociedad y están puestas a disposición de los empleados de la empresa, así como reportadas como hechos de importancia ante la SMV.

De contar con un reglamento de la JGA precise si en él se establecen los procedimientos para:

	Sí	No
Convocatorias de la junta		
Incorporar puntos de agenda por parte de los accionistas		
Brindar información adicional a los accionistas para las juntas		
El desarrollo de las juntas		
El nombramiento de los miembros del Directorio		
Otros relevantes / Detalle	Algunos de los puntos previamente mencionados están regulados en el Estatuto y en las Normas Internas de Conducta.	

Principio 10: Mecanismos de convocatoria

Pregunta II.3

	Sí	No	Explicación
Adicionalmente a los mecanismos de convocatoria establecidos por ley, ¿La sociedad cuenta con mecanismos de convocatoria que permiten establecer contacto con los accionistas, particularmente con aquellos que no tienen participación en el control o gestión de la sociedad?	X		La sociedad cuenta con diversos medios de comunicación disponibles a los accionistas indicados en su página web, tales como correo electrónico y teléfono.

a. Complete la siguiente información para cada una de las Juntas realizadas durante el ejercicio:

Fecha de aviso de convocatoria	Fecha de la junta	Lugar de la junta	Tipo de junta		Junta universal		Quórum %	N° de accionistas asistentes	Participación (%) sobre el total de acciones con derecho a voto		
			Especial	General	Sí	No			A través de poderes	Ejercicio directo(*)	No ejerció su derecho a voto
05/03/2014	18/03/2014	Oficinas EnerSur S.A.		X		X	95.67	14	95.6715	0.00002	4.32848

(*) El ejercicio directo comprende el voto por cualquier medio o modalidad que no implique representación.

b. ¿Qué medios, además del contemplado en el artículo 43 de la Ley General de Sociedades y lo dispuesto en el Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, utilizó la sociedad para difundir las convocatorias a las juntas durante el ejercicio?

Correo electrónico	X	Correo postal	
Vía telefónica	X	Redes sociales	
Página web corporativa		Otros / Detalle	

Pregunta II.4

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad pone a disposición de los accionistas toda la información relativa a los puntos contenidos en la agenda de la JGA y las propuestas de los acuerdos que se plantean adoptar (mociones)?		X	Se pone a disposición de los accionistas parte de la información relativa a los puntos contenidos en la agenda de JGA, así como se pone a disposición de los mismos dicha información en las oficinas de la sociedad, tal y como lo indica la convocatoria para las JGA.

En los avisos de convocatoria realizados por la sociedad durante el ejercicio:

	Sí	No
¿Se precisó el lugar donde se encontraba la información referida a los puntos de agenda a tratar en las juntas?	X	
¿Se incluyó como puntos de agenda: “otros temas”, “puntos varios” o similares?		X

Principio 11: Propuestas de puntos de agenda**Pregunta II.5**

	Sí	No	Explicación
¿El reglamento de JGA incluye mecanismos que permiten a los accionistas ejercer el derecho de formular propuestas de puntos de agenda a discutir en la JGA y los procedimientos para aceptar o denegar tales propuestas?			No aplica. La empresa no cuenta con un reglamento de JGA, pero la Ley General de Sociedades prevé, en sus artículos 117 y 255, que los accionistas convoquen a junta.

a. Indique el número de solicitudes presentadas por los accionistas durante el ejercicio para incluir puntos de agenda a discutir en la JGA y cómo fueron resueltas:

Número de solicitudes		
Recibidas	Aceptadas	Denegadas
0	0	0

b. En caso se hayan denegado en el ejercicio solicitudes para incluir puntos de agenda a discutir en la JGA indique si la sociedad comunicó el sustento de la denegatoria a los accionistas solicitantes.

Sí ☐ No ☐

Principio 12: Procedimientos para el ejercicio del voto

Pregunta II.6

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad tiene habilitados los mecanismos que permiten al accionista el ejercicio del voto a distancia por medios seguros, electrónicos o postales, que garanticen que la persona que emite el voto es efectivamente el accionista?		X	No, la sociedad a través de su Estatuto prevé la posibilidad de que los accionistas deleguen sus poderes de representación a terceros.

a. De ser el caso, indique los mecanismos o medios que la sociedad tiene para el ejercicio del voto a distancia.

Voto por medio electrónico		Voto por medio postal	
----------------------------	--	-----------------------	--

b. De haberse utilizado durante el ejercicio el voto a distancia, precise la siguiente información:

Fecha de la junta	% voto a distancia				% voto a distancia / total
	Correo electrónico	Página web corporativa	Correo postal	Otros	

Pregunta II.7

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad cuenta con documentos societarios que especifican con claridad que los accionistas pueden votar separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, de tal forma que puedan ejercer separadamente sus preferencias de voto?	X		El artículo 31 del Estatuto contempla la posibilidad de votar separadamente la elección de los directores.

Indique si la sociedad cuenta con documentos societarios que especifican con claridad que los accionistas pueden votar separadamente por:

	Sí	No
El nombramiento o la ratificación de los directores mediante voto individual por cada uno de ellos.	X	
La modificación del estatuto, por cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.		X
Otras / Detalle		

Pregunta II.8

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad permite a quienes actúan por cuenta de varios accionistas emitir votos diferenciados por cada accionista, de manera que cumplan con las instrucciones de cada representado?	X		No hay limitación estatutaria para que una persona represente a más de un accionista, siempre y cuando dicho otorgamiento de poder conste por escrito y que esté registrado al menos 24 horas antes de que se realice la JGA.

Principio 13: Delegación de voto**Pregunta II.9**

	Sí	No	Explicación
¿El estatuto de la sociedad permite a sus accionistas delegar su voto a favor de cualquier persona?	X		Sí, en su artículo 21 el Estatuto indica que los accionistas pueden delegar poder de representación a una persona que no necesariamente tiene que ser accionista. Las formalidades son que este otorgamiento de poder sea por escrito y esté registrado al menos 24 horas antes de que se celebre la JGA.

En caso su respuesta sea negativa, indique si su Estatuto restringe el derecho de representación a favor de alguna de las siguientes personas:

	Sí	No
De otro accionista		
De un director		
De un gerente		

Pregunta II.10

	Sí	No	Explicación
a. ¿La sociedad cuenta con procedimientos en los que se detallan las condiciones, los medios y las formalidades a cumplir en las situaciones de delegación de voto?	X		Sí, en los artículos 20 y 21 del Estatuto se indican las formalidades para la delegación de voto de los accionistas.
b. ¿La sociedad pone a disposición de los accionistas un modelo de carta de representación, donde se incluyen los datos de los representantes, los temas para los que el accionista delega su voto, y de ser el caso, el sentido de su voto para cada una de las propuestas?		X	La empresa no tiene un formato estandarizado; el otorgamiento de poder puede ser mediante carta simple firmada por el accionista. Sin embargo, si el accionista solicita un formato, se le puede enviar un modelo a seguir.

Indique los requisitos y formalidades exigidas para que un accionista pueda ser representado en una junta:

Formalidad (indique si la sociedad exige carta simple, carta notarial, escritura pública u otros).	La representación podrá constar en una carta simple. La representación podrá hacerse por cualquier medio de comunicación del cual quede constancia escrita, considerándose que la representación es para cada junta general, salvo tratándose de poderes que constan por escritura pública (artículo 21, Estatuto).
Anticipación (número de días previos a la junta con que debe presentarse el poder).	Los poderes deben ser registrados ante la sociedad con una anticipación no menor de veinticuatro (24) horas a la hora fijada para la celebración de la junta general.
Costo (indique si existe un pago que exija la sociedad para estos efectos y a cuánto asciende).	No, la empresa no cobra por el concepto de aceptar/permitir la representación de accionistas.

Pregunta II.11

	Sí	No	Explicación
a. ¿La sociedad tiene como política establecer limitaciones al porcentaje de delegación de votos a favor de los miembros del Directorio o de la Alta Gerencia?		X	
b. En los casos de delegación de votos a favor de miembros del Directorio o de la Alta Gerencia, ¿La sociedad tiene como política que los accionistas que deleguen sus votos dejen claramente establecido el sentido de estos?		X	

Principio 14: Seguimiento de acuerdos de JGA

Pregunta II.12

	Sí	No	Explicación
a. ¿La sociedad realiza el seguimiento de los acuerdos adoptados por la JGA?	X		El seguimiento le corresponde al gerente legal de la sociedad. Actualmente, el gerente legal ejerce, además, la función de secretario del Directorio.
b. ¿La sociedad emite reportes periódicos al Directorio y son puestos a disposición de los accionistas?		X	

De ser el caso, indique cuál es el área y/o persona encargada de realizar el seguimiento de los acuerdos adoptados por la JGA. En caso sea una persona la encargada, incluir adicionalmente su cargo y área en la que labora.

Área encargada	Gerencia Legal EnerSur S.A.
----------------	-----------------------------

Persona encargada		
Nombre y apellidos	Cargo	Área
Axel Van Hoof	Gerente Legal	Gerencia Legal

Pilar III: El Directorio y la Alta Gerencia

Principio 15: Conformación del Directorio

Pregunta III.1

	Sí	No	Explicación
¿El Directorio está conformado por personas con diferentes especialidades y competencias, con prestigio, ética, independencia económica, disponibilidad suficiente y otras cualidades relevantes para la sociedad, de manera que haya pluralidad de enfoques y opiniones?	X		

a. Indique la siguiente información correspondiente a los miembros del Directorio de la sociedad durante el ejercicio.

Nombre y apellido	Formación profesional ^(*)	Fecha		Participación accionaria ^(****)	
		Inicio ^(**)	Término ^(***)	Nº de acciones	Participación %
Directores (sin incluir a los independientes)					
Manlio Alessi	Economista, también es director de GDF Suez Energy Perú S.A, empresa del grupo económico de Enersur.	28/08/2001			
Jan Flachet** anterior Presidente del Directorio, a través de sesión de Directorio se aceptó su renuncia y se nombró a Philip De Cnudde como reemplazo en su puesto de director y se nombró a Manlio Alessi como nuevo Presidente del Directorio	Ingeniero electromecánico.	25/06/2003	25/02/2014		
Philip De Cnudde	Ingeniero, también es director de GDF Suez Energy Perú S.A, empresa del grupo económico de Enersur.	25/02/2014			
André de Aquino Fontenelle Canguçu	Administrador de empresas, también es director de GDF Suez Energy Perú S.A, empresa del grupo económico de Enersur.	23/03/2005			
Jan Sterck	Ingeniero industrial	12/03/2013			

(*) Detallar adicionalmente si el director participa simultáneamente en otros directorios, precisando el número y si estos son parte del grupo económico de la sociedad que reporta. Para tal efecto debe considerarse la definición de grupo económico contenida en el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos.

(**) Corresponde al primer nombramiento en la sociedad que reporta.

(***) Completar solo en caso hubiera dejado de ejercer el cargo de director durante el ejercicio.

(****) Aplicable obligatoriamente solo para los directores con una participación sobre el capital social igual o mayor al 5% de las acciones de la sociedad que reporta.

Nombre y apellido	Formación profesional(*)	Fecha		Participación accionaria****)	
		Inicio(**)	Término(***)	Nº de acciones	Participación %
Directores independientes					
José Ricardo Martín Briceño Villena	Ingeniero Industrial, director del Grupo Glencore, Agrícola Don Ricardo S.A.C., Interbank, Ferreyros, JJC Contratistas Generales.	24/02/2004			
Carlos H. Ruiz de Somocurcio Escribens	Economista, director en la Positiva Vida Seguros y Reaseguros S.A. desde el año 2009.	19/03/2007			
Jaime Gustavo Cáceres Sayán	Empresario, es director de AFP INTEGRAL Sociedad Inmobiliaria Algarrobos S.A., Hidrocañete S.A., Gerpel SAC, y la Liga Contra el Cancer. (Dichas empresas no son del grupo económico de Enersur).	12/03/2013			

(*) Detallar adicionalmente si el director participa simultáneamente en otros directorios, precisando el número y si estos son parte del grupo económico de la sociedad que reporta. Para tal efecto debe considerarse la definición de grupo económico contenida en el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos.

(**) Corresponde al primer nombramiento en la sociedad que reporta.

(***) Completar solo en caso hubiera dejado de ejercer el cargo de director durante el ejercicio.

(****) Aplicable obligatoriamente solo para los directores con una participación sobre el capital social igual o mayor al 5% de las acciones de la sociedad que reporta.

% del total de acciones en poder de los directores	0%
---	----

Indique el número de directores de la sociedad que se encuentran en cada uno de los rangos de edades siguientes:

Menor a 35	Entre 35 a 55	Entre 55 a 65	Mayor a 65
0	2	2	3

b. Indique si existen requisitos específicos para ser nombrado Presidente del Directorio, adicionales a los que se requiere para ser designado director.

Sí ☐ No ☒

En caso su respuesta sea afirmativa, indique dichos requisitos.

c. ¿El Presidente del Directorio cuenta con voto dirimente?

Sí

✗

No

Pregunta III.2

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad evita la designación de directores suplentes o alternos, especialmente por razones de quórum?		✗	Cada uno de los directores (7) tiene su respectivo director alterno. Asimismo, es importante mencionar que únicamente en el caso de 1 de los 3 directores independientes, su director alterno es un director dependiente.

De contar con directores alternos o suplentes, precisar lo siguiente:

Nombres y apellidos del director suplente o alterno	Inicio ^(*)	Término ^(**)
Daniel Javier Cámac Gutiérrez	12/03/2013	
Dante Dell'Elce	27/02/2004	
Eduardo Martín Milligan Wenzel	12/03/2013	
Axel Van Hoof	15/11/2011	
Michel Gantois	04/10/2013	
Raúl Ortiz de Zevallos Ferrand	12/03/2013	
Juan José Marthans León	12/03/2013	

(*) Corresponde al primer nombramiento como director alterno o suplente en la sociedad que reporta.

(**) Completar sólo en caso hubiera dejado el cargo de director alterno o suplente durante el ejercicio.

Pregunta III.3

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad divulga los nombres de los directores, su calidad de independientes y sus hojas de vida?	✗		En la memoria anual se incluye el resumen de vida profesional de los directores titulares.

Indique bajo qué medios la sociedad divulga la siguiente información de los directores:

	Correo electrónico	Página web corporativa	Correo postal	No informa	Otros / Detalle
Nombre de los directores					Hechos de importancia ante SMV.
Su condición de independiente o no					Memoria Anual
Hojas de vida					Memoria Anual

Principio 16: Funciones del Directorio

Pregunta III.4

	Sí	No	Explicación
El Directorio tiene como función:			
a. Aprobar y dirigir la estrategia corporativa de la sociedad.	X		
b. Establecer objetivos, metas y planes de acción incluidos los presupuestos anuales y los planes de negocios.	X		
c. Controlar y supervisar la gestión y encargarse del gobierno y administración de la sociedad.	X		
d. Supervisar las prácticas de buen gobierno corporativo y establecer las políticas y medidas necesarias para su mejor aplicación.	X		

a. Detalle qué otras facultades relevantes recaen sobre el Directorio de la sociedad.

A. dirigir y controlar todos y cada uno de los negocios y actividades de la sociedad;
B. reglamentar su propio funcionamiento, si así lo estima necesario;
C. organizar las oficinas de la sociedad y determinar sus funciones y presupuestos de gastos;
D. nombrar y separar al gerente general, a los gerentes, apoderados, representantes y cualesquiera otros funcionarios al servicio de la sociedad, conferirles las facultades que estime convenientes, señalar sus obligaciones y remuneraciones, otorgarles gratificaciones, si lo considera procedente, limitar y revocar las facultades que anteriormente les hubiera conferido y establecer todas las reglas y reglamentos que crea necesarios para el buen servicio de la sociedad;
E. autorizar la enajenación a título oneroso, permutar, comprar, vender, prometer comprar y otorgar promesa de venta de bienes inmuebles, así como constituir hipoteca sobre ellos conforme a las leyes comunes o según otras leyes especiales, cualesquiera que éstas sean;
F. autorizar el otorgamiento de bienes en prenda, sea ésta común, industrial, mercantil o de cualquier otra naturaleza, conforme a las leyes comunes o según leyes especiales, cualesquiera que estas sean.
G. autorizar la solicitud o el otorgamiento de préstamos, sea ello mediante contratos de mutuo, sobregiros, adelantos en cuenta corriente o en cualquier otra forma;

✓

- H. autorizar la solicitud o el otorgamiento de avales, fianzas y otras garantías a favor de terceros;
- I. crear las sucursales, agencias y dependencias de la sociedad que estime necesarias, así como reformarlas y suprimirlas;
- J. renunciar al fuero del domicilio;
- K. proponer a la junta general de accionistas los acuerdos que juzgue convenientes a los intereses sociales;
- L. celebrar contratos de arrendamiento financiero;
- M. presentar anualmente a la junta obligatoria anual el balance general y la memoria del ejercicio vencido;
- N. rendir cuentas;
- O. aprobar la distribución de anticipos de utilidades o dividendos a que se refieran al ejercicio en curso de acuerdo a balances periódicos, en cualesquiera de las formas que permitan las leyes aplicables;
- P. autorizar, mediante el otorgamiento de poderes generales o especiales la realización de alguno o algunos de los actos o contratos a que se refieren los incisos anteriores o cualquier otro que resulte necesario para la consecución del objeto social, excepto aquéllos a que se refieren los incisos M), N) y O) que anteceden, modificarlos o revocarlos;
- Q. constitución de comités especiales integrados por sus miembros (titulares o alternos) para la mejor administración de los negocios de la sociedad, sin descargar la responsabilidad que le corresponde, pudiendo fijar las atribuciones de dichos comités y la remuneración de sus miembros; y
- R. delegar todas o algunas de sus facultades, excepto aquellas a que se refieren los incisos M) y N) que anteceden.

b. ¿El Directorio delega alguna de sus funciones?

☐ Sí

☒ X

☐ No

Indique, de ser el caso, cuáles son las principales funciones del Directorio que han sido delegadas, y el órgano que las ejerce por delegación:

Funciones	Órgano / Área a quien se ha delegado funciones
Poderes especiales (para transacciones específicas de la sociedad tales como contratos de suministro, financiamiento, proyectos, entre otros).	Apoderados
Existe un Régimen General de Poderes, en donde se delimitan las funciones de la gestión ordinaria de la gerencia, de los apoderados de la sociedad, así como de las funciones reservadas para el Directorio.	Apoderados

Principio 17: Deberes y derechos de los miembros del Directorio

Pregunta III.5

	Sí	No	Explicación
Los miembros del Directorio tienen derecho a:			
a. Solicitar al Directorio el apoyo o aporte de expertos.	X		No está regulado en documentos societarios, pero se puede solicitar en Directorio y este acordará o no la contratación de expertos.
b. Participar en programas de inducción sobre sus facultades y responsabilidades y a ser informados oportunamente sobre la estructura organizativa de la sociedad.	X		
c. Percibir una retribución por la labor efectuada, que combina el reconocimiento a la experiencia profesional y dedicación hacia la sociedad con criterio de racionalidad.	X		Solo los directores independientes reciben retribución, los dependientes renuncian a esta.

a. En caso de haberse contratado asesores especializados durante el ejercicio, indique si la lista de asesores especializados del Directorio que han prestado servicios durante el ejercicio para la toma de decisiones de la sociedad fue puesta en conocimiento de los accionistas.

Sí ☐ No ☐

De ser el caso, precise si alguno de los asesores especializados tenía alguna vinculación con algún miembro del Directorio y/o Alta Gerencia(*).

Sí ☐ No ☐

(*) Para los fines de la vinculación se aplicarán los criterios de vinculación contenidos en el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos.

b. De ser el caso, indique si la sociedad realizó programas de inducción a los nuevos miembros que hubiesen ingresado a la sociedad.

Sí ☒ No ☐

c. Indique el porcentaje que representa el monto total de las retribuciones y de las bonificaciones anuales de los directores, respecto a los ingresos brutos, según los estados financieros de la sociedad.

Retribuciones	(%) Ingresos brutos	Bonificaciones	(%) Ingresos brutos
Directores (sin incluir a los independientes)	0	Entrega de acciones	
Directores independientes	0.0097	Entrega de opciones	
		Entrega de dinero	
		Otros (detalle)	

Principio 18: Reglamento de Directorio**Pregunta III.6**

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad cuenta con un Reglamento de Directorio que tiene carácter vinculante y su incumplimiento conlleva responsabilidad?		X	La empresa cuenta con un Estatuto y las Normas Internas de Conducta, las cuales son vinculantes para los directores.

Indique si el Reglamento de Directorio contiene:

	Sí	No
Políticas y procedimientos para su funcionamiento		
Estructura organizativa del Directorio		
Funciones y responsabilidades del presidente del Directorio		
Procedimientos para la identificación, evaluación y nominación de candidatos a miembros del Directorio, que son propuestos ante la JGA		
Procedimientos para los casos de vacancia, cese y sucesión de los directores		
Otros / Detalle		

Principio 19: Directores independientes**Pregunta III.7**

	Sí	No	Explicación
¿Al menos un tercio del Directorio se encuentra constituido por directores independientes?	X		De 7 directores titulares, 3 de ellos son directores independientes.

Indique cuál o cuáles de las siguientes condiciones la sociedad toma en consideración para calificar a sus directores como independientes.

	Sí	No
No ser director o empleado de una empresa de su mismo grupo empresarial, salvo que hubieran transcurrido tres (3) o cinco (5) años, respectivamente, desde el cese en esa relación.	X	
No ser empleado de un accionista con una participación igual o mayor al cinco por ciento (5%) en la sociedad.	X	
No tener más de ocho (8) años continuos como director independiente de la sociedad.	X	
No tener, o haber tenido en los últimos tres (3) años una relación de negocio comercial o contractual, directa o indirecta, y de carácter significativo (*), con la sociedad o cualquier otra empresa de su mismo grupo.	X	
No ser cónyuge, ni tener relación de parentesco en primer o segundo grado de consanguinidad, o en primer grado de afinidad, con accionistas, miembros del Directorio o de la Alta Gerencia de la sociedad.	X	
No ser director o miembro de la Alta Gerencia de otra empresa en la que algún director o miembro de la Alta Gerencia de la sociedad sea parte del Directorio.		X
No haber sido en los últimos ocho (8) años miembro de la Alta Gerencia o empleado ya sea en la sociedad, en empresas de su mismo grupo o en las empresas accionistas de la sociedad.	X	
No haber sido durante los últimos tres (3) años, socio o empleado del auditor externo o del auditor de cualquier sociedad de su mismo grupo.		X
Otros / Detalle		

(*) La relación de negocios se presumirá significativa cuando cualquiera de las partes hubiera emitido facturas o pagos por un valor superior al 1% de sus ingresos anuales.

Pregunta III.8

	Sí	No	Explicación
a. ¿El Directorio declara que el candidato que propone es independiente sobre la base de las indagaciones que realice y de la declaración del candidato?	X		
b. ¿Los candidatos a directores independientes declaran su condición de independiente ante la sociedad, sus accionistas y directivos?	X		La declaración que formularon los actuales directores independientes, al momento en que fueron designados, se hizo en base a las pautas indicadas en la versión anterior del Anexo 2 de Buen Gobierno Corporativo de la Memoria Anual de EnerSur; dicha declaración consistió en indicar que: (i) no tenían vinculación con la administración o el accionista principal de EnerSur y (ii) que no tienen participación en el capital social de EnerSur ni de su accionista principal que le permitan tener presencia en sus directorios; (iii) que no es director ni gerente de alguna de las personas jurídicas que conforman el grupo económico de EnerSur, ni de ningún accionista principal de EnerSur. (Accionista principal: entendemos que ostenta más del 5% del capital social).

Principio 20: Operatividad del Directorio

Pregunta III.9

	Sí	No	Explicación
¿El Directorio cuenta con un plan de trabajo que contribuye a la eficiencia de sus funciones?	X		Al final de cada ejercicio, se presenta un cronograma de sesiones de directorio para el siguiente año, con algunos puntos de agenda propuestos.

Pregunta III.10

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad brinda a sus directores los canales y procedimientos necesarios para que puedan participar eficazmente en las sesiones de Directorio, inclusive de manera no presencial?	X		En el caso que se lleve a cabo una sesión no presencial, hay una convocatoria previa con la anticipación de 3 días indicado en el Estatuto, indicando la agenda a desarrollarse y se envían los documentos necesarios para que puedan ser revisados con antelación por los directores. Se permite la participación mediante teléfono, video conferencia y correo electrónico.

a. Indique en relación a las sesiones del Directorio desarrolladas durante el ejercicio, lo siguiente:

Número de sesiones realizadas	11
Número de sesiones en las que se haya prescindido de convocatoria ^(*)	0
Número sesiones en las cuales no asistió el Presidente del Directorio	3
Número de sesiones en las cuales uno o más directores fueron representados por directores suplentes o alternos	6
Número de directores titulares que fueron representados en al menos una oportunidad	2

(*) En este campo deberá informarse el número de sesiones que se han llevado a cabo al amparo de lo dispuesto en el último párrafo del artículo 167 de la LGS.

b. Indique el porcentaje de asistencia de los directores a las sesiones del Directorio durante el ejercicio.

Nombre	% de asistencia
Jan Flachet* fue Presidente del Directorio hasta la Sesión de Directorio del 25/02/2014, donde se nombró a Manlio Alessi como nuevo Presidente del Directorio	0%
Philip De Cnudde** nombrado como director en Sesión de Directorio de 25/02/2014 en reemplazo de Jan Flachet	100%
Manlio Alessi Remedi*** nuevo Presidente del Directorio según designación en la Sesión de Directorio del 25/02/2014	100%
André de Aquino Fontenelle Canguçu	72.73%
Jan Sterck	100%
Carlos Hernán Ruiz de Somocurcio Escribens	100%
Jaime Cáceres Sayán	100%
José Ricardo Martín Briceño Villena	100%

c. Indique con qué antelación a la sesión de Directorio se encuentra a disposición de los directores toda la información referida a los asuntos a tratar en una sesión.

	Menor a 3 días	De 3 a 5 días	Mayor a 5 días
Información no confidencial	X	X	
Información confidencial	X	X	

Pregunta III.11

	Sí	No	Explicación
a. ¿El Directorio evalúa, al menos una vez al año, de manera objetiva, su desempeño como órgano colegiado y el de sus miembros?		X	
b. ¿Se alterna la metodología de la autoevaluación con la evaluación realizada por asesores externos?		X	

a. Indique si se han realizado evaluaciones de desempeño del Directorio durante el ejercicio.

	Sí	No
Como órgano colegiado		X
A sus miembros		X

En caso la respuesta a la pregunta anterior en cualquiera de los campos sea afirmativa, indicar la información siguiente para cada evaluación:

Evaluación	Autoevaluación		Evaluación externa		
	Fecha	Difusión ^(*)	Fecha	Entidad encargada	Difusión ^(*)

(*) Indicar Sí o No, en caso la evaluación fue puesta en conocimiento de los accionistas.

Principio 21: Comités especiales

Pregunta III.12

	Sí	No	Explicación
a. ¿El Directorio de la sociedad conforma comités especiales que se enfocan en el análisis de aquellos aspectos más relevantes para el desempeño de la sociedad?	X		Miembros del Directorio conforman los siguientes comités: Comité de Revisión de Transacciones Entre Compañías Afiliadas y Comité de Auditoría.
b. ¿El Directorio aprueba los reglamentos que rigen a cada uno de los comités especiales que constituye?	X		Sí, cada uno de estos comités cuenta con documentos específicos; que rigen su funcionamiento, ambos aprobados mediante sesión de Directorio del 5 de mayo del 2006.
c. ¿Los comités especiales están presididos por directores Independientes?	X		Sí, ambos son presididos por directores independientes.
d. ¿Los comités especiales tienen asignado un presupuesto?		X	

Pregunta III.13

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad cuenta con un Comité de Nombramientos y Retribuciones que se encarga de nominar a los candidatos a miembro de Directorio, que son propuestos ante la JGA por el Directorio, así como de aprobar el sistema de remuneraciones e incentivos de la Alta Gerencia?		X	

Pregunta III.14

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad cuenta con un Comité de Auditoría que supervisa la eficacia e idoneidad del sistema de control interno y externo de la sociedad, el trabajo de la sociedad de auditoría o del auditor independiente, así como el cumplimiento de las normas de independencia legal y profesional?	X		Sí, la sociedad cuenta con un Comité de Auditoría, con un documento específico con las reglas de su funcionamiento, aprobados mediante Sesión de Directorio del 5 de mayo del 2006.

a. Precise si la sociedad cuenta adicionalmente con los siguientes comités especiales:

	Sí	No
Comité de Riesgos		X
Comité de Gobierno Corporativo		X

b. De contar la sociedad con Comités Especiales, indique la siguiente información respecto de cada comité:

COMITÉ 1	
Denominación del comité	Comité de Revisión de Transacciones entre Compañías Afiliadas
Fecha de creación	05/05/2006
Principales funciones	Revisar y evaluar las transacciones a efectuarse entre EnerSur y una empresa afiliada a ella y/o a GDF SUEZ, analizando los términos de dichas transacciones y presentando sus recomendaciones al Directorio.

Miembros del comité(*) Nombres y apellidos	Fecha		Cargo dentro del comité
	Inicio(**)	Término(***)	
Jaime Cáceres Sayán	12/03/2013		Presidente
André de Aquino Fontenelle Canguçu	05/05/2006		Miembro
Michel Gantois	04/10/2013		Miembro
% Directores independientes respecto del total del comité			33.33%
Número de sesiones realizadas durante el ejercicio			3
Cuenta con facultades delegadas de acuerdo con el artículo 174 de la Ley General de Sociedades			Sí No X
El comité o su presidente participa en la JGA			Sí No X

(*) Se brindará información respecto a las personas que integran o integraron el Comité durante el ejercicio que se reporta.

(**) Corresponde al primer nombramiento como miembro del Comité en la sociedad que reporta.

(***) Completar sólo en caso hubiera dejado de ser parte del Comité durante el ejercicio.

COMITÉ 2	
Denominación del comité	Comité de Auditoría
Fecha de creación	05/05/2006
Principales funciones	Asistir al Directorio en la supervisión de informes financieros, control interno, manejo y evaluación de riesgos, cumplimiento de leyes y regulación aplicables, así como la verificación de la transparencia y la integridad de la información financiera que la empresa haga de conocimiento público.

Miembros del comité(*) Nombres y apellidos	Fecha		Cargo dentro del comité			
	Inicio(**)	Término(***)				
Carlos Hernán Ruiz de Somocurcio Escribens	12/03/2013		Presidente			
Manlio Alessi Remedi	05/05/2006		Miembro			
André de Aquino Fontenelle Canguçu	12/04/2010		Miembro			
% Directores independientes respecto del total del comité			33.33%			
Número de sesiones realizadas durante el ejercicio			1			
Cuenta con facultades delegadas de acuerdo con el artículo 174 de la Ley General de Sociedades			Sí		No	✗
El comité o su presidente participa en la JGA			Sí		No	✗

(*) Se brindará información respecto a las personas que integran o integraron el comité durante el ejercicio que se reporta.

(**) Corresponde al primer nombramiento como miembro del comité en la sociedad que reporta.

(***) Completar sólo en caso hubiera dejado de ser parte del comité durante el ejercicio.

Principio 22: Código de Ética y conflictos de interés

Pregunta III.15

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad adopta medidas para prevenir, detectar, manejar y revelar conflictos de interés que puedan presentarse?	X		La sociedad cuenta con un Oficial de Ética, Comité de Ética, políticas de ética, así como con Normas Internas de Conducta y un sistema de reporte de incidentes, en donde se prevé las acciones a tomar en caso se evidencien conflictos de interés.

Indique, de ser el caso, cuál es el área y/o persona responsable para el seguimiento y control de posibles conflictos de intereses. De ser una persona la encargada, incluir adicionalmente su cargo y área en la que labora.

Área encargada	Gerencia Legal
----------------	----------------

Persona encargada		
Nombres y apellidos	Cargo	Área
Axel Van Hoof	Oficial de Ética	Gerencia Legal

Pregunta III.16 / Cumplimiento

	Sí	No	Explicación
a. ¿La sociedad cuenta con un Código de Ética ^(*) cuyo cumplimiento es exigible a sus directores, gerentes, funcionarios y demás colaboradores ^(**) de la sociedad, el cual comprende criterios éticos y de responsabilidad profesional, incluyendo el manejo de potenciales casos de conflictos de interés?	X		La sociedad cuenta con un Código de Ética, el cual es difundido entre los empleados, asimismo, existen políticas de ética las cuales incluyen el proceso de manejo para implementar casos en los que existan conflicto de intereses.
b. ¿El Directorio o la Gerencia General aprueban programas de capacitación para el cumplimiento del Código de Ética?	X		Sí, se han llevado a cabo capacitaciones, que incluyen casos prácticos de cómo aplicar el código de ética con los empleados de todas las sedes. Asimismo, se han llevado a cabo capacitaciones para grupos especiales de la sociedad.

(*) El Código de Ética puede formar parte de las Normas Internas de Conducta.

(**) El término colaboradores alcanza a todas las personas que mantengan algún tipo de vínculo laboral con la sociedad, independientemente del régimen o modalidad laboral.

Si la sociedad cuenta con un Código de Ética, indique lo siguiente:

a. Se encuentra a disposición de:

	Sí	No
Accionistas	X	
Demás personas a quienes les resulte aplicable	X	
Del público en general	X	

b. Indique cuál es el área y/o persona responsable para el seguimiento y cumplimiento del Código de Ética. En caso sea una persona la encargada, incluir adicionalmente su cargo, el área en la que labora, y a quien reporta.

Área encargada	Oficial de Ética		
Persona encargada			
Nombres y apellidos	Cargo	Área	Persona a quien reporta
Axel Van Hoof	Oficial de Ética	Gerencia Legal	Gerencia General

c. ¿Existe un registro de casos de incumplimiento a dicho Código?

Sí	X	No	
----	---	----	--

d. Indique el número de incumplimientos a las disposiciones establecidas en dicho Código, detectadas o denunciadas durante el ejercicio.

Número de incumplimientos	
---------------------------	--

Pregunta III.17

	Sí	No	Explicación
a. ¿La sociedad dispone de mecanismos que permiten efectuar denuncias correspondientes a cualquier comportamiento ilegal o contrario a la ética, garantizando la confidencialidad del denunciante?	X		Sí, se puede reunir con el Oficial de Ética y este evaluará la situación; asimismo, se cuenta con un comité de ética que evaluará las denuncias de manera confidencial.
b. ¿Las denuncias se presentan directamente al Comité de Auditoría cuando están relacionadas con aspectos contables o cuando la Gerencia General o la Gerencia Financiera estén involucradas?		X	No se presentan ante el Comité de Auditoría sino del Comité de Ética.

Pregunta III.18

	Sí	No	Explicación
a. ¿El Directorio es responsable de realizar seguimiento y control de los posibles conflictos de interés que surjan en el Directorio?		X	El responsable será el Oficial de Ética, que es también el secretario del Directorio y quien informará a este sobre el seguimiento y control.
b. En caso la sociedad no sea una institución financiera, ¿Tiene establecido como política que los miembros del Directorio se encuentran prohibidos de recibir préstamos de la sociedad o de cualquier empresa de su grupo económico, salvo que cuenten con la autorización previa del Directorio?		X	No está prohibido, pero está previsto en el Artículo 43 del Estatuto que se requiere la aprobación de la mayoría de 2/3 de votos de los miembros del Directorio.
c. En caso la sociedad no sea una institución financiera, ¿Tiene establecido como política que los miembros de la Alta Gerencia se encuentran prohibidos de recibir préstamos de la sociedad o de cualquier empresa de su grupo económico, salvo que cuenten con autorización previa del Directorio?		X	

a. Indique la siguiente información de los miembros de la Alta Gerencia que tengan la condición de accionistas en un porcentaje igual o mayor al 5% de la sociedad.

Nombres y apellidos	Cargo	Número de acciones	% sobre el total de acciones

% del total de acciones en poder de la Alta Gerencia

b. Indique si alguno de los miembros del Directorio o de la Alta Gerencia de la sociedad es cónyuge, pariente en primer o segundo grado de consanguinidad, o pariente en primer grado de afinidad de:

Nombres y apellidos	Vinculación con:			Nombres y apellidos del accionista / Director / Gerente	Tipo de vinculación(**)	Información adicional(***)
	Accionista(*)	Director	Alta Gerencia			

(*) Accionistas con una participación igual o mayor al 5% del capital social.

(**) Para los fines de la vinculación se aplicarán los criterios de vinculación contenidos en el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos.

(***) En el caso exista vinculación con algún accionista incluir su participación accionaria. En el caso la vinculación sea con algún miembro de la plana gerencial, incluir su cargo.

c. En caso algún miembro del Directorio ocupe o haya ocupado durante el ejercicio materia del presente reporte algún cargo gerencial en la sociedad, indique la siguiente información:

Nombres y apellidos	Cargo gerencial que desempeña o desempeño	Inicio ^(*)	Término ^(**)
Michel Gantois (director alterno del director titular José Ricardo Martín Briceño Villena)	Gerente General	04/10/2013	
Eduardo Milligan Wenzel (director alterno del director titular André de Aquino Fontenelle Canguçu)	Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano	01/02/2013	
Daniel Javier Cámac Gutiérrez (director alterno del director titular Manlio Alessi Remedi)	Gerente Comercial y de Regulación	15/05/2012	
Axel Van Hoof (director alterno del director titular Jan Sterck).	Gerente Legal	15/05/2012	

(*) Corresponde al primer nombramiento en la sociedad que reporta en el cargo gerencial.

(**) Completar sólo en caso hubiera dejado de ejercer el cargo gerencial durante el ejercicio.

d. En caso algún miembro del Directorio o Alta Gerencia de la sociedad haya mantenido durante el ejercicio, alguna relación de índole comercial o contractual con la sociedad, que hayan sido importantes por su cuantía o por su materia, indique la siguiente información.

Nombres y apellidos	Tipo de relación	Breve descripción

Principio 23: Operaciones con partes vinculadas

Pregunta III.19

	Sí	No	Explicación
a. ¿El Directorio cuenta con políticas y procedimientos para la valoración, aprobación y revelación de determinadas operaciones entre la sociedad y partes vinculadas, así como para conocer las relaciones comerciales o personales, directas o indirectas, que los directores mantienen entre ellos, con la sociedad, con sus proveedores o clientes, y otros grupos de interés?	X		El Comité de Revisión de Transacciones entre Compañías Afiliadas analiza los casos de operaciones entre la sociedad con empresas afiliadas a esta. Asimismo, mediante Sesión de Directorio del 2 de setiembre del 2011, los directores independientes firman declaraciones sobre su no participación en empresas que representan accionistas principales. Las Normas Internas de Conducta toman en cuenta la compraventa de acciones de Enersur.
b. En el caso de operaciones de especial relevancia o complejidad, ¿Se contempla la intervención de asesores externos independientes para su valoración?	X		

a. De cumplir con el literal a) de la pregunta III.19, indique el(las) área(s) de la sociedad encargada(s) del tratamiento de las operaciones con partes vinculadas en los siguientes aspectos:

Aspectos	Área encargada
Valoración	Comité de Revisión de Transacciones entre Compañías Afiliadas
Aprobación	Directorio
Revelación	

b. Indique los procedimientos para aprobar transacciones entre partes vinculadas:

El Comité de Revisión de Transacciones entre Compañías Afiliadas evalúa la operación, analiza la información presentada. Después de ello, en caso lo considere conveniente, lo recomienda ante el Directorio y este último, luego de una segunda evaluación, lo aprueba o no.

c. Detalle aquellas operaciones realizadas entre la sociedad y sus partes vinculadas durante el ejercicio que hayan sido importantes por su cuantía o por su materia.

Nombre o denominación social de la parte vinculada	Naturaleza de la vinculación(*)	Tipo de la operación	Importe (\$/.)

(*) Para los fines de la vinculación se aplicarán los criterios de vinculación contenidos en el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos.

d. Precise si la sociedad fija límites para realizar operaciones con vinculados:

Sí

X

No

Principio 24: Funciones de la Alta Gerencia

Pregunta III.20 / Cumplimiento

	Sí	No	Explicación
a. ¿La sociedad cuenta con una política clara de delimitación de funciones entre la administración o gobierno ejercido por el Directorio, la gestión ordinaria a cargo de la Alta Gerencia y el liderazgo del Gerente General?	X		Regulado a través del Régimen General de Poderes.
b. ¿Las designaciones de Gerente General y presidente de Directorio de la sociedad recaen en diferentes personas?		X	Ambas designaciones son competencia del Directorio.
c. ¿La Alta Gerencia cuenta con autonomía suficiente para el desarrollo de las funciones asignadas, dentro del marco de políticas y lineamientos definidos por el Directorio, y bajo su control?	X		
d. ¿La Gerencia General es responsable de cumplir y hacer cumplir la política de entrega de información al Directorio y a sus Directores?	X		
e. ¿El Directorio evalúa anualmente el desempeño de la Gerencia General en función de estándares bien definidos?		X	
f. ¿La remuneración de la Alta Gerencia tiene un componente fijo y uno variable, que toman en consideración los resultados de la sociedad, basados en una asunción prudente y responsable de riesgos, y el cumplimiento de las metas trazadas en los planes respectivos?	X		

a. Indique la siguiente información respecto a la remuneración que percibe el Gerente General y plana gerencial (incluyendo bonificaciones).

Cargo	Remuneración ^(*)	
	Fija	Variable
Gerente General		
Plana gerencial		

(*) Indicar el porcentaje que representa el monto total de las retribuciones anuales de los miembros de la alta gerencia, respecto del nivel de ingresos brutos, según los estados financieros de la sociedad.

b. En caso la sociedad abone bonificaciones o indemnizaciones distintas a las determinadas por mandato legal, a la Alta Gerencia, indique la(s) forma(s) en que éstas se pagan.

	Gerencia General	Gerentes
Entrega de acciones		
Entrega de opciones		
Entrega de dinero		
Otros / Detalle		

c. En caso de existir un componente variable en la remuneración, especifique cuáles son los principales aspectos tomados en cuenta para su determinación.

d. Indique si el Directorio evaluó el desempeño de la Gerencia General durante el ejercicio.

Sí

No

Pilar IV: Riesgo y Cumplimiento

Principio 25: Entorno del sistema de gestión de riesgos

Pregunta IV.1

	Sí	No	Explicación
a. ¿El Directorio aprueba una política de gestión integral de riesgos de acuerdo con su tamaño y complejidad, promoviendo una cultura de gestión de riesgos al interior de la sociedad, desde el Directorio y la Alta Gerencia hasta los propios colaboradores?	X		Mediante Sesión de Directorio del 02 de septiembre del 2014, se aprobó la nueva Política Comercial y de Riesgo de Mercado. Asimismo, la empresa cuenta con gestión de riesgos a todos los niveles de esta, que verifican los riesgos en todas las gerencias a nivel de comité de gerentes y en el Directorio mediante sesiones presenciales, a través de revisión de estándares de Salud y Seguridad Ocupacional (SSO), Ética, temas financieros, entre otros.
b. ¿La política de gestión integral de riesgos alcanza a todas las sociedades integrantes del grupo y permite una visión global de los riesgos críticos?	X		GDF SUEZ ha implementado varios programas para minimizar riesgos de diversos tipos, entre ellos riesgos de ética, SSO, comercial y financiero, operaciones, ambientales y de cumplimientos normativos.

¿La sociedad cuenta con una política de delegación de gestión de riesgos que establezca los límites de riesgo que pueden ser administrados por cada nivel de la empresa?

Sí ☒ No ☐

Pregunta IV.2

	Sí	No	Explicación
a. ¿La Gerencia General gestiona los riesgos a los que se encuentra expuesta la sociedad y los pone en conocimiento del Directorio?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
b. ¿La Gerencia General es responsable del sistema de gestión de riesgos, en caso no exista un Comité de Riesgos o una Gerencia de Riesgos?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	El área responsable es la Gerencia General, la que se reúne en el Comité de Gerentes para revisar los posibles riesgos.

¿La sociedad cuenta con un Gerente de Riesgos?

Sí ☐ No ☒

En caso su respuesta sea afirmativa, indique la siguiente información:

Nombres y apellidos	Fecha de ejercicio del cargo		Área / órgano al que reporta
	Inicio ^(*)	Término ^(**)	

(*) Corresponde al primer nombramiento en la sociedad que reporta.

(**) Completar sólo en caso hubiera dejado de ejercer el cargo durante el ejercicio.

Pregunta IV.3

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad cuenta con un sistema de control interno y externo, cuya eficacia e idoneidad supervisa el Directorio de la Sociedad?	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	La sociedad cuenta con sistemas de control interno e externo, pero la eficacia e idoneidad no es supervisada por el Directorio.

Principio 26: Auditoría interna

Pregunta IV.4

	Sí	No	Explicación
a. ¿El auditor interno realiza labores de auditoría en forma exclusiva, cuenta con autonomía, experiencia y especialización en los temas bajo su evaluación, e independencia para el seguimiento y la evaluación de la eficacia del sistema de gestión de riesgos?	X		
b. ¿Son funciones del auditor interno la evaluación permanente de que toda la información financiera generada o registrada por la sociedad sea válida y confiable, así como verificar la eficacia del cumplimiento normativo?		X	
c. ¿El auditor interno reporta directamente al Comité de Auditoría sobre sus planes, presupuesto, actividades, avances, resultados obtenidos y acciones tomadas?		X	Reporta a la Gerencia General.

a. Indique si la sociedad cuenta con un área independiente encargada de auditoría interna.

☐ Sí
 ☒
☐ No

En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, dentro de la estructura orgánica de la sociedad indique, jerárquicamente, de quién depende auditoría.

Depende de Gerencia General

b. Indique si la sociedad cuenta con un Auditor Interno Corporativo.

☐ Sí
 ☒
☐ No

Indique cuáles son las principales responsabilidades del encargado de auditoría interna y si cumple otras funciones ajenas a la auditoría interna.

Desarrolla la función de supervisión a efectos de que el modelo de control interno de EnerSur proporcione seguridad razonable para el cumplimiento de los siguientes objetivos: eficiencia y eficacia de las operaciones, confiabilidad de la información financiera y cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables.

Pregunta IV.5

	Sí	No	Explicación
¿El nombramiento y cese del Auditor Interno corresponde al Directorio a propuesta del Comité de Auditoría?		X	Nombramiento por el Gerente General.

Principio 27: Auditores externos**Pregunta IV.6**

	Sí	No	Explicación
¿La JGA, a propuesta del Directorio, designa a la sociedad de auditoría o al auditor independiente, los que mantienen una clara independencia con la sociedad?	X		La Junta Obligatoria Anual de Accionistas celebrada con fecha 18 de marzo del 2014, acordó designar a la sociedad auditora para el período 2014. Cada año la Junta debe nombrar a los auditores externos, que deben ser contadores públicos colegiados, pudiendo delegar este nombramiento al Directorio.

a. ¿La sociedad cuenta con una política para la designación del Auditor Externo?

Sí ☒ No ☐

En caso la pregunta anterior sea afirmativa, describa el procedimiento para contratar a la sociedad de auditoría encargada de dictaminar los estados financieros anuales (incluida la identificación del órgano de la sociedad encargado de elegir a la sociedad de auditoría).

El Estatuto, en su artículo 25, dispone que la Junta puede delegar en el Directorio la designación de los auditores. Sin embargo, la JGA es la que los designa por cada ejercicio correspondiente.

b. En caso la sociedad de auditoría haya realizado otros servicios diferentes a la propia auditoría de cuentas, indicar si dicha contratación fue informada a la JGA, incluyendo el porcentaje de facturación que dichos servicios representan sobre la facturación total de la sociedad de auditoría a la empresa.

Sí ☐ No ☐

c. ¿Las personas o entidades vinculadas a la sociedad de auditoría prestan servicios a la sociedad, distintos a los de la propia auditoría de cuentas?

Sí ☐ No ☐

En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, indique la siguiente información respecto a los servicios adicionales prestados por personas o entidades vinculadas a la sociedad de auditoría en el ejercicio reportado.

Nombre o razón social	Servicios adicionales	% de remuneración ^(*)

(*) Facturación de los servicios adicionales sobre la facturación de los servicios de auditoría.

d. Indicar si la sociedad de auditoría ha utilizado equipos diferentes, en caso haya prestado servicios adicionales a la auditoría de cuentas.

Sí		No	
----	--	----	--

Pregunta IV.7

	Sí	No	Explicación
a. ¿La sociedad mantiene una política de renovación de su auditor independiente o de su sociedad de auditoría?	X		
b. En caso dicha política establezca plazos mayores de renovación de la sociedad de auditoría, ¿El equipo de trabajo de la sociedad de auditoría rota como máximo cada cinco (5) años?	X		

Indique la siguiente información de las sociedades de auditoría que han brindado servicios a la sociedad en los últimos cinco (5) años.

Razón social de la sociedad de auditoría	Servicio ^(*)	Periodo	Retribución ^(**)	% de los ingresos sociedad de auditoría
Beltrán, Gris y Asociados S.C.R.L, miembro de Deloitte, Touche, Tohmatsu	Dictamen de información financiera	2010	100%	100%
Beltrán, Gris y Asociados S.C.R.L, miembro de Deloitte, Touche, Tohmatsu	Dictamen de información financiera	2011	100%	100%
Beltrán, Gris y Asociados S.C.R.L, miembro de Deloitte, Touche, Tohmatsu	Dictamen de información financiera	2012	100%	100%
Beltrán, Gris y Asociados S.C.R.L, miembro de Deloitte, Touche, Tohmatsu	Dictamen de información financiera	2013	100%	100%
Beltrán, Gris y Asociados S.C.R.L, miembro de Deloitte, Touche, Tohmatsu	Dictamen de información financiera	2014	100%	100%

(*) Incluir todos los tipos de servicios, tales como dictámenes de información financiera, peritajes contables, auditorías operativas, auditorías de sistemas, auditoría tributaria u otros servicios.

(**) Del monto total pagado a la sociedad de auditoría por todo concepto, indicar el porcentaje que corresponde a retribución por servicios de auditoría financiera.

Pregunta IV.8

	Sí	No	Explicación
En caso de grupos económicos, ¿el auditor externo es el mismo para todo el grupo, incluidas las filiales off-shore?	X		

Indique si la sociedad de auditoría contratada para dictaminar los estados financieros de la sociedad correspondientes al ejercicio materia del presente reporte, dictaminó también los estados financieros del mismo ejercicio para otras sociedades de su grupo económico.

Sí X No

En caso su respuesta anterior sea afirmativa, indique lo siguiente:

Denominación o Razón Social de la(s) sociedad(es) del grupo económico
GDF SUEZ ENERGY PERU

Pilar V: Transparencia de la información

Principio 28: Política de información

Pregunta V.1

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad cuenta con una política de información para los accionistas, inversionistas, demás grupos de interés y el mercado en general, con la cual define de manera formal, ordenada e integral los lineamientos, estándares y criterios que se aplicarán en el manejo, recopilación, elaboración, clasificación, organización y/o distribución de la información que genera o recibe la sociedad?	X		La compañía cuenta con información disponible en su página web corporativa www.enersur.com.pe relacionada a sus operaciones, producción, portafolio de clientes, proyectos en desarrollo y situación financiera. Esta información es actualizada de manera trimestral posteriormente a la publicación de sus Estados Financieros. Asimismo, la compañía cuenta con un punto de contacto para accionistas e inversionistas.

a. De ser el caso, indique si de acuerdo a su política de información la sociedad difunde lo siguiente:

	Sí	No
Objetivos de la sociedad	X	
Lista de los miembros del Directorio y la Alta Gerencia	X	
Estructura accionaria	X	
Descripción del grupo económico al que pertenece	X	
Estados Financieros y memoria anual	X	
Otros / Detalle		

b. ¿La sociedad cuenta con una página web corporativa?

Sí X No

La página web corporativa incluye:

		Sí	No
Una sección especial sobre gobierno corporativo o relaciones con accionistas e inversionistas que incluye Reporte de Gobierno Corporativo		X	
Hechos de importancia		X	
Información financiera		X	
Estatuto			X
Reglamento de JGA e información sobre Juntas (asistencia, actas, otros)		X	
Composición del Directorio y su Reglamento		X	
Código de Ética		X	
Política de riesgos			X
Responsabilidad Social Empresarial (comunidad, medio ambiente, otros)		X	
Otros / Detalle	Proyectos en construcción		

Pregunta V.2

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad cuenta con una oficina de relación con inversionistas?		X	

En caso cuente con una oficina de relación con inversionistas, indique quién es la persona responsable.

Responsable de la oficina de relación con inversionistas

De no contar con una oficina de relación con inversionistas, indique cuál es la unidad (departamento/área) o persona encargada de recibir y tramitar las solicitudes de información de los accionistas de la sociedad y público en general. De ser una persona, incluir adicionalmente su cargo y área en la que labora.

Área encargada	Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano	
Persona encargada		
Nombres y apellidos	Cargo	Área
Eduardo Milligan Wenzel	Gerente	Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano

Principio 29: Estados Financieros y Memoria Anual

En caso existan salvedades en el informe por parte del auditor externo, ¿dichas salvedades han sido explicadas y/o justificadas a los accionistas?

☐ Sí

☐ No
Principio 30: Información sobre estructura accionaria y acuerdos entre los accionistas**Pregunta V.3**

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad revela la estructura de propiedad, considerando las distintas clases de acciones y, de ser el caso, la participación conjunta de un determinado grupo económico?	X		Sí, a través de la Memoria Anual se informa sobre la estructura accionaria de la Sociedad, así como la participación del Grupo económico al cierre del ejercicio.

Indique la composición de la estructura accionaria de la sociedad al cierre del ejercicio.

Tenencia acciones con derecho a voto	Número de tenedores (al cierre del ejercicio)	% de participación
Menor al 1%	565	4.05%
Entre 1% y un 5%	7	21.82%
Entre 5% y un 10%	2	12.36%
Mayor al 10%	1	61.77%
Total	575	100.00%

Porcentaje de acciones en cartera sobre el capital social:

Pregunta V.4

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad informa sobre los convenios o pactos entre accionistas?	X		

a. ¿La sociedad tiene registrados pactos vigentes entre accionistas?

☐ Sí

☐ No

☒

b. De haberse efectuado algún pacto o convenio entre los accionistas que haya sido informado a la sociedad durante el ejercicio, indique sobre qué materias trató cada uno de estos.

Elección de miembros de Directorio	
Ejercicio de derecho de voto en las asambleas	
Restricción de la libre transmisibilidad de las acciones	
Cambios de reglas internas o estatutarias de la sociedad	
Otros / detalle	

Principio 31: Informe de gobierno corporativo

Pregunta V.5

	Sí	No	Explicación
¿La sociedad divulga los estándares adoptados en materia de gobierno corporativo en un informe anual, de cuyo contenido es responsable el Directorio, previo informe del Comité de Auditoría, del Comité de Gobierno Corporativo, o de un consultor externo, de ser el caso?		X	El presente documento lo elabora el área legal con apoyo de diversas áreas de la sociedad, el cual es validado por las gerencias correspondientes y aprobado por el Directorio y la Junta General de Accionistas conjuntamente con la Memoria Anual.

a. La sociedad cuenta con mecanismos para la difusión interna y externa de las prácticas de gobierno corporativo.

☐ Sí
 ☐ No
 ☒ X

De ser afirmativa la respuesta anterior, especifique los mecanismos empleados.

Sección C

Contenido de documentos de la Sociedad

Indique en cual(es) de los siguientes documento(s) de la Sociedad se encuentran regulados los siguientes temas:

		Principio	Estatuto	Reglamento Interno ^(*)	Manual	Otros	No regulado	No aplica	Denominación del documento ^(**)
1	Política para la redención o canje de acciones sin derecho a voto	1						X	
2	Método del registro de los derechos de propiedad accionaria y responsable del registro	2	X						
3	Procedimientos para la selección de asesor externo que emita opinión independiente sobre las propuestas del Directorio de operaciones corporativas que puedan afectar el derecho de no dilución de los accionistas	3						X	
4	Procedimiento para recibir y atender las solicitudes de información y opinión de los accionistas	4					X		
5	Política de dividendos	5				X			Acuerdo de JGA de fecha 21 de setiembre de 2010.
6	Políticas o acuerdos de no adopción de mecanismos anti-absorción	6						X	
7	Convenio arbitral	7	X						
8	Política para la selección de los Directores de la sociedad	8	X						



V

		Principio	Estatuto	Reglamento Interno(*)	Manual	Otros	No regulado	No aplica	Denominación del documento(**)
9	Política para evaluar la remuneración de los Directores de la sociedad	8	X						
10	Mecanismos para poner a disposición de los accionistas información relativa a puntos contenidos en la agenda de la JGA y propuestas de acuerdo	10				X			Avisos de convocatorias a JGA
11	Medios adicionales a los establecidos por Ley, utilizados por la sociedad para convocar a Juntas	10	X			X			
12	Mecanismos adicionales para que los accionistas puedan formular propuestas de puntos de agenda a discutir en la JGA	11				X			Ley General de Sociedades
13	Procedimientos para aceptar o denegar las propuestas de los accionistas de incluir puntos de agenda a discutir en la JGA	11					X		
14	Mecanismos que permitan la participación no presencial de los accionistas	12	X				X		
15	Procedimientos para la emisión del voto diferenciado por parte de los accionistas	12	X						
16	Procedimientos a cumplir en las situaciones de delegación de voto	13	X						
17	Requisitos y formalidades para que un accionista pueda ser representado en una Junta	13	X						

V

		Principio	Estatuto	Reglamento Interno ^(*)	Manual	Otros	No regulado	No aplica	Denominación del documento ^(**)
18	Procedimientos para la delegación de votos a favor de los miembros del Directorio o de la Alta Gerencia	13					X		
19	Procedimiento para realizar el seguimiento de los acuerdos de la JGA	14					X		
20	El número mínimo y máximo de Directores que conforman el Directorio de la sociedad	15						X	
21	Los deberes, derechos y funciones de los Directores de la sociedad	17	X			X			Normas Internas de Conducta (agosto 2014)
22	Tipos de bonificaciones que recibe el directorio por cumplimiento de metas en la sociedad	17					X		
23	Política de contratación de servicios de asesoría para los Directores	17					X		
24	Política de inducción para los nuevos Directores	17				X			Acuerdos de Directorio
25	Los requisitos especiales para ser Director Independiente de la sociedad	19					X		
26	Criterios para la evaluación del desempeño del Directorio y el de sus miembros	20					X		
27	Política de determinación, seguimiento y control de posibles conflictos de intereses	22				X			

✓

		Principio	Estatuto	Reglamento Interno(*)	Manual	Otros	No regulado	No aplica	Denominación del documento(**)
28	Política que defina el procedimiento para la valoración, aprobación y revelación de operaciones con partes vinculadas	23					X		
29	Responsabilidades y funciones del Presidente del Directorio, Presidente Ejecutivo, Gerente General, y de otros funcionarios con cargos de la Alta Gerencia	24	X						
30	Criterios para la evaluación del desempeño de la Alta Gerencia	24					X		
31	Política para fijar y evaluar la remuneraciones de la Alta Gerencia	24				X			
32	Política de gestión integral de riesgos	25					X		Procedimientos Internos
33	Responsabilidades del encargado de Auditoría Interna	26				X			Sistema de control integrado
34	Política para la designación del Auditor Externo, duración del contrato y criterios para la renovación	27					X		
35	Política de revelación y comunicación de información a los inversionistas	28					X		

(*) Incluye Reglamento de JGA, Reglamento de Directorio u otros emitidos por la sociedad.

(**) Indicar la denominación del documento, salvo se trate del Estatuto de la sociedad.

MEMORIA ANUAL 2014

Publicada por

EnerSur

Gerencia de Asuntos
Corporativos

Editada y diseñada por

SotomayorStudio

en base a las guías
visuales de EnerSur y
GDF SUEZ

nuestros valores

ética

trabajo en equipo

profesionalismo

innovación y mejora continua

responsabilidad social



Av. República de Panamá 3490, San Isidro

Lima - Perú

Teléfono: +51 1 616-7979

Fax: +51 1 616-7878

www.enersur.com.pe