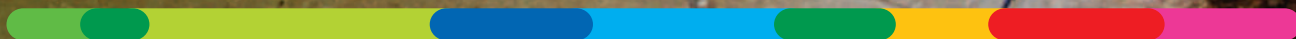

Memoria Anual 2015



Memoria Anual 2015



Contenido

Carta del Presidente del Directorio	4
Carta del Gerente General.....	5
2015 en cifras	6

① Información general 7

1.1 Datos generales de EnerSur.....	8
1.2 Reseña histórica y aspectos generales	12
1.3 Directores Titulares y Alternos	14

② Manejo del negocio 19

2.1 Sector eléctrico.....	20
2.2. Gestión comercial.....	24
2.3 Instalaciones de la empresa	31
2.4 Principales inversiones de la empresa	33
2.5 Procesos legales, judiciales, administrativos o arbitrales	34

③ Información financiera 35

3.1 Gestión financiera	36
3.2 Financiamiento y endeudamiento	36
3.3 Dividendos.....	37
3.4 Acciones comunes de EnerSur.....	37
3.5 Bonos corporativos de EnerSur	38

Anexos 39

A Estados financieros auditados	40
B Licencias y autorizaciones	85
C Buen gobierno corporativo	88
D Información corporativa.....	137



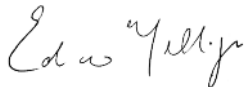
Declaración de responsabilidad

El presente documento contiene información veraz y suficiente respecto al desarrollo del negocio de EnerSur S.A. durante el año 2015. Sin perjuicio de la responsabilidad que compete al emisor, los firmantes se hacen responsables por su contenido conforme a los dispositivos legales aplicables.

Lima, 14 de marzo del 2016



Michel Gantois
Gerente General



Eduardo Milligan Wenzel
Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano

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>

18 años
de operaciones en el Perú

USD 2,200 MM
de inversión entre 1997-2017

6 centrales
de generación

1,952 MW
de capacidad instalada

713 MW
en construcción

490
colaboradores en el Perú

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



Carta del Presidente del Directorio



Philip De Cnudde
Presidente del Directorio

A nuestros accionistas:

Es un placer saludarlos y compartir con ustedes los resultados alcanzados por EnerSur en el 2015.

En el año en reseña, la economía peruana mantuvo un crecimiento moderado superior al 3% del producto bruto interno (PBI), en un escenario en el que aún las economías del mundo no terminan de recuperarse y con una reducción del 6% de la inversión privada en el país. No obstante, las ventas netas registradas por EnerSur al cierre del 2015 ascendieron a 714 millones de dólares, lo que significa 15% más con respecto al año anterior. Esto se debió, principalmente, a nuevos contratos con clientes libres y regulados. Por su lado, la ganancia neta del ejercicio 2015 fue de 182 millones de dólares, una cifra 32% mayor a la lograda en el 2014.

Uno de los hitos más importantes de la empresa el año en reseña ocurrió en octubre, cuando entró en operación comercial la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, ubicada en la Región Áncash, con 114 MW de capacidad de generación. Esta obra es muy significativa para nosotros porque es la primera central hidráulica que construimos en el Perú.

Nuestras nuevas inversiones en construcción –el proyecto de ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno en Cañete, Lima, y la Central Termoeléctrica Nodo Energético en Ilo, Moquegua– continúan según el cronograma y esperamos que entren en operación comercial el último trimestre 2016 y primer trimestre 2017, respectivamente.

Al cierre de esta publicación, nos enteramos de la grata noticia de la adjudicación a EnerSur de un contrato de suministro de energía renovable al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a través de la construcción y operación de una central solar fotovoltaica, denominada “Intipampa”, de 40 MW de capacidad y que se ubicará al sur del país. Este proyecto solar es el primer paso de la compañía hacia las nuevas tecnologías de recursos energéticos renovables y una respuesta a los nuevos desafíos del mercado energético de hoy.

Finalmente, deseo felicitar a todo el equipo de EnerSur por las cifras récord alcanzadas en 2015 como consecuencia de nuestro agresivo plan de inversiones y, con esto, reafirmamos nuestro compromiso de continuar trabajando a favor de nuestros accionistas, clientes, trabajadores, comunidades y el desarrollo del país.

Carta del Gerente General



Michel Gantois
Gerente General

Estimado lector:

Permítame expresarle mi saludo y presentarle nuestra Memoria Anual 2015.

Las cifras oficiales del COES registran una producción total de energía eléctrica en el SEIN de 44,540 GWh en el 2015, cifra que supera en 6.6% a la obtenida en el 2014. De este total, EnerSur aportó 7,172 GWh, lo que la ubica entre una de las principales empresas de generación eléctrica del país, con 16% de participación en producción de energía.

Hemos aumentado nuestra capacidad instalada de generación a 1,952 MW con la entrada en operación comercial de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa; y pronto sumaremos una capacidad adicional de 713 MW, entre el 2016 y 2017, con nuestros proyectos de ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno y Nodo Energético Planta Ilo, con lo

que alcanzaremos un total de 2,665 MW. Además, como ya lo mencionó nuestro Presidente del Directorio, nos adjudicamos en febrero del 2016 un nuevo contrato de suministro de energía renovable que trae como consecuencia la construcción y operación de nuestra primera central solar de 40 MW.

En el 2015, participamos en diversas negociaciones para suministro de electricidad en el corto y largo plazo. Producto de estas se suscribieron contratos con Minera Minsur por 27 MW, Sociedad Minera Cerro Verde por 38 MW y Owens Illinois Perú por 12 MW, entre las principales. Asimismo, suscribimos nuestros primeros contratos de exportación-importación de energía con la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.

El crecimiento de EnerSur no sería posible sin una eficiente organización y el compromiso de nuestro capital humano. En el 2015, trabajamos en planes de capacitación y desarrollo para propiciar el crecimiento profesional y personal de nuestros colaboradores bajo un nuevo concepto de “Comunidad de Aprendizaje” a través de cursos en línea abiertos y masivos (MOOC's) y con la filosofía de “On The Job Training”.

Finalmente, es importante destacar el reconocimiento que nos otorgó la prestigiosa revista inglesa *Euromoney* como la “Empresa Mejor Gestionada del Sector Eléctrico en América Latina” y nuestro ingreso al Ranking Nacional de Excelencia Ambiental del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), en virtud a nuestro cumplimiento de los requerimientos y compromisos legales ambientales.

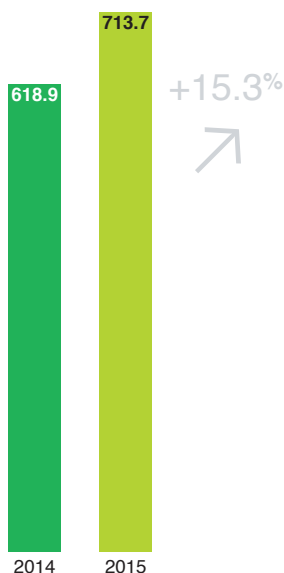
En resumen, el 2015 fue un año exitoso para EnerSur. Por ello, extendiendo mi felicitación a todos los colaboradores por colocar a nuestra compañía como un actor importante en el sector eléctrico peruano.

2015 en cifras (millones de USD)

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 y generación de valor a sus accionistas.

Ventas netas

Al cierre del 2015, las ventas netas de energía eléctrica registradas por EnerSur fueron de USD 713.7 millones, 15.3% mayores respecto al ejercicio anterior (USD 618.9 millones).



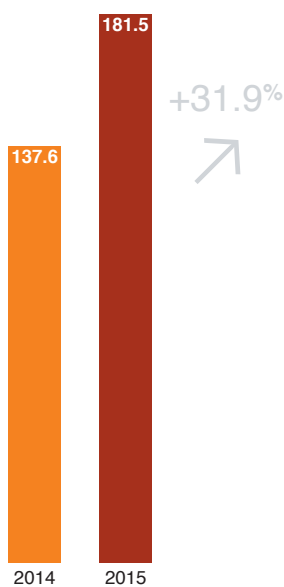
Utilidad por acción

La utilidad básica por acción común en el 2015 fue de USD 0.302, frente a USD 0.271 en el 2014.

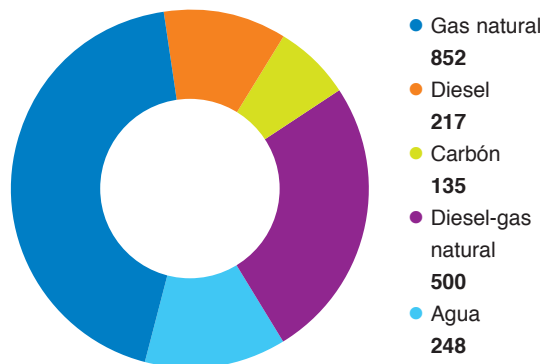


Ganancia neta

La ganancia neta del ejercicio 2015 fue de USD 181.5 millones, 31.9% mayor a la del 2014 (USD 137.6 millones).



Capacidad instalada (MW)



Capacidad nominal de 1,952 MW, al 31 de diciembre del 2015.



1 Información general

EnerSur se dedica a las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica. Opera seis centrales de generación eléctrica en todo el Perú. EnerSur forma parte del Grupo ENGIE (antes 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.

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 seis 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), Central Hidroeléctrica Quitaracsa (C.H. Quitaracsa) 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 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), así como 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 3510. El plazo de duración de la sociedad es indefinido.

1.1.3 Grupo económico

EnerSur forma parte del Grupo ENGIE (antes GDF SUEZ) cuya controladora indirecta es ENGIE S.A., una sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París.

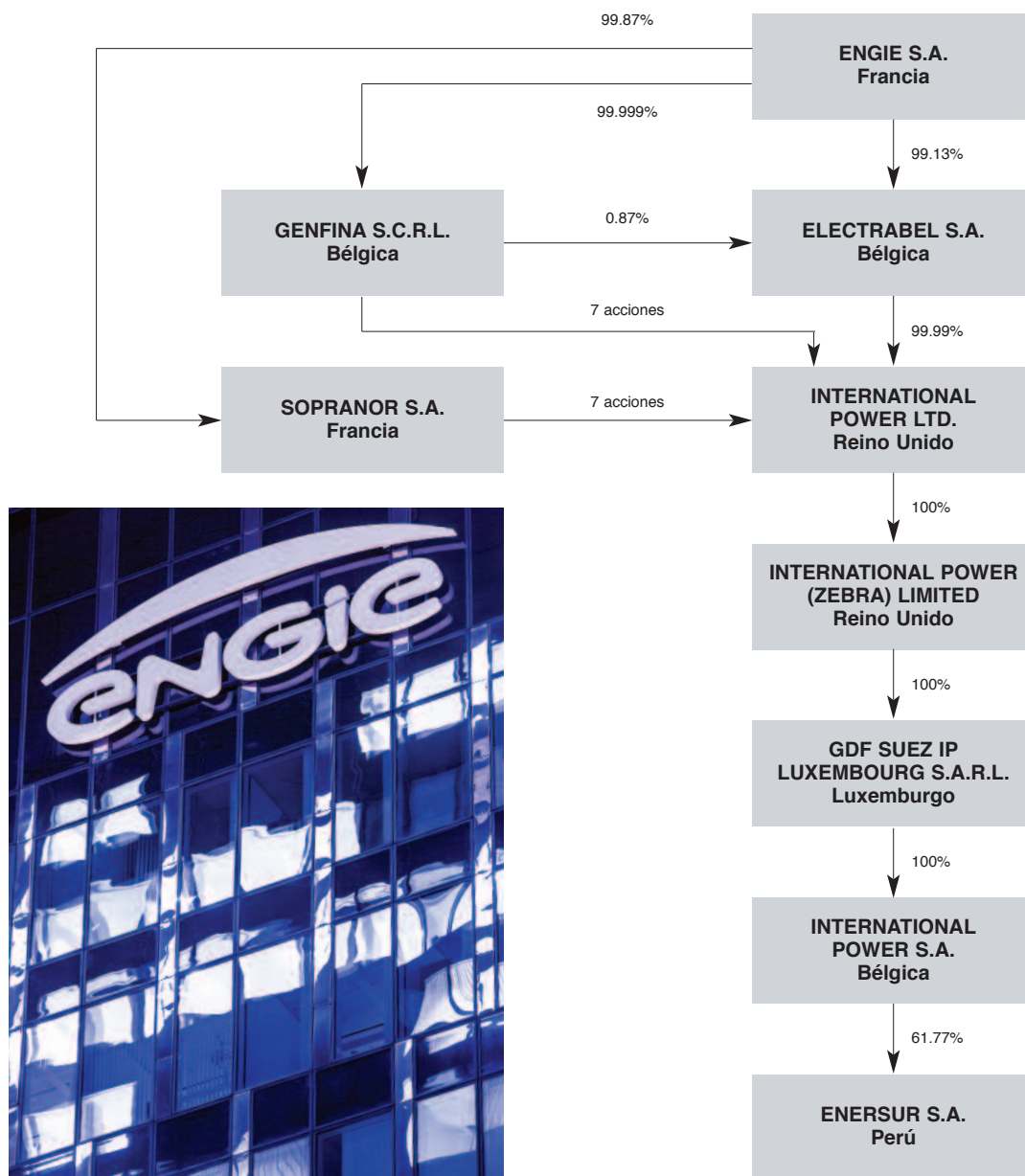
La estructura accionaria de ENGIE reúne a los accionistas que, con la excepción del Estado francés, tienen una participación en el capital de ENGIE menor al 2.76%. Desde el *upstream* hasta el *downstream*, ENGIE opera en toda la cadena de valor energética, tanto en electricidad como en gas natural.

Durante 2012, ENGIE 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.).

EnerSur pertenece a la unidad operativa de ENGIE denominada "Latinoamérica".

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

Gráfico 1 Conformación del grupo económico y posición de EnerSur



International Power S.A. (100% propiedad del Grupo ENGIE) 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 actual de EnerSur asciende a S/. 601'370,011.00 de 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 explicamos 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 US\$ 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, así como se aprobó la delegación de facultades en el Directorio de acordar los términos y condiciones de dicho aumento de capital. En ese sentido, en sesiones de directorio posteriores 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 citada 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, Doctor 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 2015.

El cuadro 2 presenta la composición accionaria de EnerSur al 31 de diciembre de 2015 con la siguiente información:

Cuadro 1 Estructura accionaria

Accionistas	Número de acciones	Porcentaje %	Nacionalidad	Grupo económico
International Power S.A.	371'478,629	61.77	Belga	ENGIE
IN-FONDO 2	42'993,457	7.15	Peruana	SURA
ProFuturo AFP-PR FONDO 2	31'374,191	5.22	Peruana	Scotiabank
Otros	155'523,734	25.86	Varios	
Total	601'370,011	100.00		

Cuadro 2 Composición accionaria: acciones con derecho a voto

Tenencia	Número de accionistas	Porcentaje %
Menor al 1%	566	4.92
Entre 1% y 5%	7	20.95
Entre 5% y 10%	2	12.36
Mayor al 10%	1	61.77
Total	576	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.R.L. es titular del 100% de acciones de International Power S.A. A su vez, International Power LTD e International Power (Zebra) Limited, empresas constituidas en el Reino Unido, son propietarias directa e indirectas, respectivamente, de GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.R.L.

Por otro lado, Electrabel S.A. es una sociedad constituida en Bélgica, titular del 99.99% del capital social de International Power LTD. Asimismo, ENGIE S.A., sociedad francesa, matriz del Grupo ENGIE, es propietaria del 99.13% de acciones de Electrabel S.A.

El Grupo ENGIE además tiene el control (100% menos 1 acción) de otras empresas constituidas en el Perú: GDF SUEZ Energy Perú S.A. (GSEP) y Cofely Perú S.A. (Cofely). Por otro lado, ENGIE, a través de International Power S.A., posee una participación de 8.06% en Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

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.

Desde que inició sus operaciones, EnerSur ha realizado inversiones tanto en la generación como

en la transmisión de electricidad. Su inversión de 2,200 millones de dólares (1997-2017) la coloca como una de las mayores compañías de generación eléctrica del Perú con una capacidad instalada total de 1,952 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.

A continuación, la evolución de las operaciones de EnerSur:

Julio de 1997

Entra en operación la TG1 adquirida a SPCC.

Septiembre de 1998

Entra en operación la TG2 en Ilo.

Agosto del 2000

Luego de dos años, se concluye la construcción de la C.T. Ilo21 en Ilo.

Septiembre del 2005

EnerSur recibe en usufructo, por parte de Egecen, la C.H. Yuncán por un periodo de 30 años.

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, lo que llevó a incrementar la capacidad nominal de esta central a aproximadamente 360 MW.

Marzo del 2009

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

Agosto del 2009

Ingresa a operación comercial la tercera turbina de la C.T. ChilcaUno, incrementando la capacidad de la central a 560 MW.

Noviembre del 2010

EnerSur se adjudica la concesión del proyecto Reserva Fría de Generación para la construcción y la operación de una central termoeléctrica en la ciudad de Ilo.

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.

Junio del 2013

Entra en operación comercial la Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31 con una capacidad de generación de 600 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 ha 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.

Octubre del 2015

Entra en operación comercial la Central Hidroeléctrica Quitarcasa con una capacidad instalada de 114 MW.

1.2.1 Relación con el Estado

Como empresa del sector eléctrico, EnerSur se encuentra en el marco de las actividades reguladas principalmente por cinco entidades: (i) el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), ente rector de la política energética; (ii) el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), ente supervisor y fiscalizador del sector; (iii) el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), ente encargado de evaluar, supervisar, fiscalizar y controlar el cumplimiento de la legislación ambiental; (iv) el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), entidad responsable de la coordinación de la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); y, (v) el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), entidad encargada de resolver los procedimientos por infracciones a las normas de libre competencia y competencia desleal, así como pronunciarse respecto de las solicitudes de autorización de operaciones de concentración en el sector eléctrico.

Teniendo en cuenta lo señalado previamente, EnerSur está obligada y convencida de la necesidad de contribuir con el sostenimiento de las entidades del sector, como son el MINEM, el OSINERGMIN y el 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 al MINEM y al OSINERGMIN información estadística sobre producción y precios, así como información económica y financiera.



1.3 Directores Titulares y Alternos

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 Titulares:



Philip De Cnudde

Es director regional de ENGIE 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.



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 (hoy ENGIE) para Chile y el Perú, y alcanzó el puesto de Country Manager en el Perú en octubre del 2009. Desde el 2003 es Chief Business Developer (Jefe 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).



André de Aquino Fontenelle Canguçu

Ha sido Chief Financial Officer de GDF SUEZ Latin America (hoy ENGIE Latin America) desde el 2010. Antes, estuvo al mando de la Gerencia de Finanzas,

Administración y Contraloría de EnerSur (entre 2004 y 2010). 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

Cuadro 3 Miembros del Directorio

Directores Titulares	Directores Alternos
Philip De Cnudde	Daniel Javier Cámac Gutiérrez
Manlio Alessi Remedi	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
Ricardo Briceño Villena	Michel Gantois
Jan Sterck	Gilda Spallarossa

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 el sector 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 Presidente de la Cámara de Comercio Peruano-Chilena por varios años. Es economista de 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, tales como AFP Integra, Compañía de Seguros Cóndor, Wiese Atena Cía. de Seguros, entre otras. Ha ocupado posiciones ejecutivas en empresas multinacionales en el Perú y el exterior, e integrante de distintos directorios. Ha sido presidente de la Confederación Nacional de Instituciones Empresariales Privadas (Confiep) y Embajador del Perú ante el Reino de España entre 2009 y 2011. Actualmente es miembro del directorio en AFP Integra, Sociedad Inmobiliaria Algarrobos S.A., Gerpal S.A.C., Hidrocañete S.A. y Liga Peruana del Cáncer; miembro de los consejos consultivos de la Universidad de Lima y Confiep; y miembro del Acuerdo Nacional.



Ricardo 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 del Consejo Consultivo de APM Terminals y Toyota del Perú. El señor Briceño 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 (hoy ENGIE) 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. Entre 1993 y 2006 estuvo encargado de diferentes actividades en operaciones y gestión de proyectos por productores de energía independiente en Indonesia, Canadá, Omán, Italia, Chile, Singapur, Tailandia y España. En el 2006 ocupó el puesto de vicepresidente sénior de Generación en SUEZ Energy International. Permaneció en el cargo durante la fusión con GDF (que dio origen a GDF SUEZ Energy International) y la reorganización de las actividades de generación de energía en GDF SUEZ Branch energy europe and International. Jan Sterck tiene un grado académico en ingeniería industrial y ha seguido cursos de administración de empresas en INSEAD (Francia).



1.3.1 Principales ejecutivos

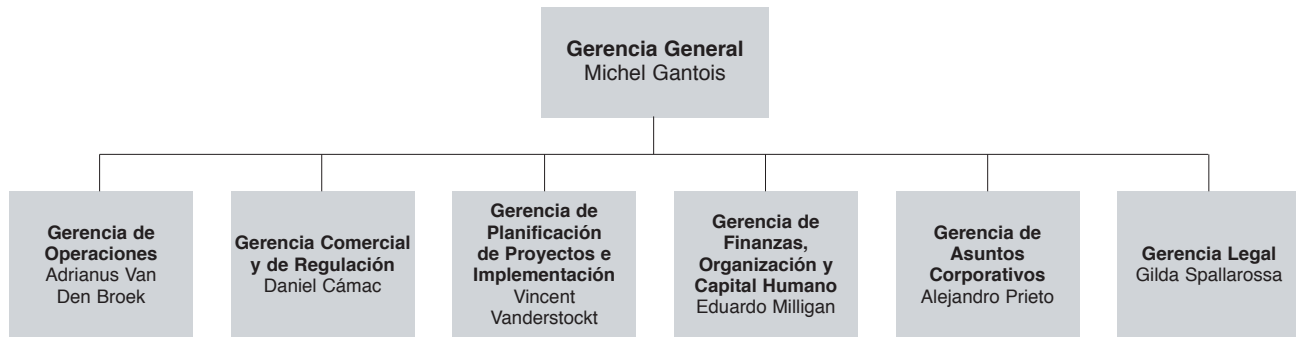
No existe vinculación por afinidad o consanguinidad entre los directores y los funcionarios ejecutivos de EnerSur. El organigrama muestra a los funcionarios ejecutivos de primera línea que reportan a la Gerencia General de EnerSur (Gráfico 2).



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 (hoy ENGIE), 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 estado en Bangkok (Tailandia) como Vicepresidente Ejecutivo y Director Financiero de GDF SUEZ Energy Asia (hoy ENGIE 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 ICHEC (Institut des Hautes Etudes Commerciales) y tiene un MBA de la Universidad de Lovaina (Bélgica).

Gráfico 2 Organigrama**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 (hoy ENGIE) 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 Master de Gestión General en 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. Trabajó en el Organismo Regulador del Perú como Gerente de la División de Regulación de Generación y Transmisión Eléctrica. Es Ingeniero

Electricista graduado de la Universidad Nacional del Centro del Perú. Ha obtenido el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería en la Pontificia Universidad Católica de Chile, así como un Master en Administración de Negocios en la Universidad ESAN del Perú. Estudió un Doctorado en Ciencias en la Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro (Brasil). Asimismo, ha realizado 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 (hoy ENGIE). 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 (hoy ENGIE 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 Corporativa, 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.



Gilda Spallarossa

Está a cargo de la Gerencia Legal desde el 1 de abril de 2015 y se incorporó a EnerSur el 9 de agosto de 2012 como Gerente Legal Adjunto. Es egresada de la Pontificia Universidad Católica del

Perú, de la carrera de Derecho. Tiene un máster en Derecho Público IDEC de la Universidad Pompeu Fabra de Barcelona. Su anterior experiencia laboral ha sido como socia en Miranda & Amado Abogados, en los rubros de Gas & Electricidad, proyectos de infraestructura, derecho administrativo, derecho civil y litigios.

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 Ruíz 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 ENGIE.

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 0.3569% de los ingresos brutos del ejercicio.



2 Manejo del negocio

El sector eléctrico peruano ha separado las actividades de generación, transmisión y distribución de 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 seis 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

El Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) fue el primer paso formal de la liberalización de la industria eléctrica peruana. La LCE reglamentada por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, propuso un nuevo modelo regulatorio para reestructurar la industria eléctrica en base al desarrollo de un mercado competitivo. Las principales características del modelo regulatorio previsto en la LCE son las siguientes: (i) desintegración vertical de la industria (actividades de generación, transmisión y distribución); (ii) competencia en la generación de electricidad y en la venta al mercado libre; (iii) despacho centralizado a mínimo costo; (iv) sistema de derechos y títulos objetivos para poder participar en el sector; (v) monopolio total de distribución; (vi) acceso abierto a las redes de transmisión y distribución; y, (vii) regulación de tarifas en base a costos eficientes de inversión y operación. La LCE ha sido recientemente modificada por el Decreto Legislativo N° 1221, mediante el cual se introducen cambios en materia de concesiones eléctricas.

2. Ley N° 28832

La Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, una norma que modificó la LCE y propició cambios en el sector fue la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LDEG). Esta norma permitió que las empresas concesionarias de distribución convoquen a licitaciones para asegurar la contratación de su demanda futura, modificó el marco normativo de la transmisión y reestructuró el funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), entre otros aspectos. Asimismo, la LDEG ha establecido que pueden participar en el Mercado

de Corto Plazo (MCP), además de los generadores, los grandes usuarios libres y los distribuidores solo para atender a sus usuarios libres.

3. Decreto Legislativo N° 1002

El Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, Decreto Legislativo N° 1002, tiene por objeto incentivar el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente. En tal sentido, definió a los RER como los recursos energéticos tales como eólico, solar, geotérmico, mareomotriz, biomasa e hidráulico con una capacidad instalada menor a 20MW.

Teniendo en cuenta ello, declaró que el desarrollo de nueva generación con RER es de interés nacional y necesidad pública. Asimismo, dispuso de las siguientes medidas promocionales:

- La obligación del MINEM de elaborar un Plan Nacional de Energías Renovables, y de fijar porcentajes de participación de generación con RER.
- La obligación del OSINERGMIN de subastar la asignación de primas para cada proyecto de generación con RER que compense el pago del precio por la venta de energía que recibirían los respectivos titulares en el mercado de corto plazo cuando el costo marginal fijado por el OSINERGMIN resultase menor que la tarifa determinada por dicha entidad.
- La obligación del COES de dar la prioridad en el despacho diario de carga a los aludidos proyectos, considerando un costo variable de producción igual a cero (Ø).
- La obligación de los titulares de sistemas de transmisión y distribución del SEIN de otorgar prioridad en la conexión a los mismos a los generadores con RER, siempre que sus sistemas cuenten con capacidad y hasta el límite máximo del porcentaje anual que el MINEM determine.

4. Ley N° 29970

La Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País, Ley N° 29970, declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía. Bajo su amparo se ha licitado la construcción y operación de dos centrales termoeléctricas del proyecto Nudo 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. Otras leyes, reglamentos y estatutos de relevancia para el sector son la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, complementaria para el funcionamiento eficiente del sector; el Decreto de Urgencia N° 048-2009 vigente hasta el 31 de diciembre de 2016; la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos; el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas; y, la Decisión CAN N° 757 que establece un régimen transitorio aplicable a las transacciones internacionales de electricidad entre Perú y Ecuador, y su reglamento interno.

2.1.2 Organización Institucional

Son cinco las entidades que tienen competencias normativas en la gestión y operación del sector energía: el MINEM, el OSINERGMIN, el OEFA, el COES y el INDECOPI. A continuación, se describen las funciones principales asignadas a cada una de estas entidades conforme al marco legal.

1. MINEM

El MINEM tiene entre sus funciones la de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del sector, dictar las normas pertinentes y velar por el

cumplimiento de la Ley. Es decir, esta entidad está a cargo de fijar los lineamientos de política y los objetivos del sector. Asimismo, es la entidad encargada de promover la inversión en el sector.

En cumplimiento de esta función, el MINEM está facultado para dictar los planes referenciales, los planes de desarrollo sectorial, así como la normatividad general del sector en materia de sus competencias y de fiscalizar el cumplimiento de esta normativa, estableciendo las sanciones correspondientes frente al incumplimiento.

Asimismo, corresponde al MINEM el otorgamiento de títulos habilitantes para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, y distribución. Esta entidad es la contraparte en representación del Estado en los contratos de concesión suscritos para la realización de las actividades mencionadas en el mercado eléctrico.

2. OSINERGMIN

En relación con el OSINERGMIN⁽¹⁾, este organismo tiene la función de fiscalización y supervisión de las empresas en los sectores de electricidad, hidrocarburos y minería.

Conforme al esquema establecido por la Ley Marco de Organismos Reguladores, corresponden al OSINERGMIN los siguientes tipos de funciones en el ámbito de sus competencias: normativa, reguladora, supervisora, fiscalizadora y sancionadora, de solución de controversias y de solución de reclamos de los usuarios.

En ejercicio de la función normativa corresponde al OSINERGMIN dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a todos los agentes

(1) Ley N° 26734, Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía – OSINERGMIN, publicada en el Diario Oficial *El Peruano* con fecha 31 de diciembre de 1996.

del sector y los usuarios. Ello implica la facultad de dictar mandatos y normas de carácter particular. Por su parte, en virtud de su función reguladora OSINERGMIN tiene la facultad de fijar tarifas del servicio público de electricidad, así como del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de gas natural por red de ductos⁽²⁾.

La función supervisora faculta a OSINERGMIN a verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, por parte de todos los agentes que desarrollan actividades en el sector. Por su parte, en ejercicio de la función fiscalizadora y sancionadora OSINERGMIN está facultado a imponer sanciones a todos los agentes que realizan actividades sujetas a su competencia por el incumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, así como de las disposiciones reguladoras y/o normativas dictadas por esta entidad.

Adicionalmente, a través de la función de solución de controversias OSINERGMIN está a cargo de resolver en la vía administrativa los conflictos y las controversias que surjan tanto entre los agentes que operan en el sector, entre ellos y los usuarios libres y entre los propios usuarios libres. Quedan excluidas de ésta función aquellas controversias que son de competencia exclusiva del INDECOPI. Finalmente, OSINERGMIN tiene a su cargo la solución de los reclamos de usuarios en segunda instancia, siendo la primera instancia la propia empresa operadora.

(2) Hasta el año 2000, la fijación de tarifas en el sector era realizada por la Comisión de Tarifas de Energía (denominada anteriormente Comisión de Tarifas Eléctricas CTE). No obstante, la tercera disposición complementaria, transitoria y final de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley N° 27332, dispuso

que a más tardar el 31 de diciembre de 2000 la Comisión de Tarifas de Energía y el OSINERGMIN se integraran como un solo organismo bajo la denominación de este último. En la actualidad, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERGMIN se encarga de fijar las tarifas aplicables del sector energía.

3. COES

La Ley de Concesiones Eléctricas dispuso que el SEIN contara con un Comité de Operación Económica del Sistema, denominado COES.

La regulación del COES ha sido modificada en el año 2006 con la promulgación de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LDEG). La LDEG establece que el COES estará integrado por las empresas de generación, transmisión, distribución y los Usuarios Libres. El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público, cuya finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Asimismo, tiene como función planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

En atención a las funciones que debe desempeñar, la estructura orgánica del COES se encuentra compuesta por tres órganos: la Asamblea, el Directorio y la Dirección Ejecutiva.

4. OEFA

El OEFA es un organismo público técnico especializado, adscrito al Ministerio del Ambiente, encargado de la fiscalización ambiental y de asegurar el adecuado equilibrio entre la inversión privada en actividades extractivas y la protección ambiental. El OEFA es, además, el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

La fiscalización ambiental que desarrolla el OEFA es un macroproceso integrado por las siguientes funciones:

- La función evaluadora: comprende la vigilancia y monitoreo de la calidad del ambiente y sus componentes (v. gr.: agua, aire, suelo, flora y fauna).
- La función de supervisión directa: contempla la

verificación del cumplimiento de obligaciones ambientales fiscalizables. Asimismo, comprende la facultad de dictar medidas preventivas, mandatos de carácter particular y requerimientos de actualización de instrumentos de gestión ambiental.

- La función de fiscalización y sanción: comprende la investigación de la comisión de posibles infracciones administrativas, y la imposición de sanciones, medidas cautelares y correctivas.
- La función de aplicación de incentivos: mediante la cual se administra el Registro de Buenas Prácticas Ambientales y se otorgan incentivos para promover el sobrecumplimiento de la normativa ambiental.

5. INDECOPI

El INDECOPI es la entidad encargada de resolver los procedimientos por infracciones a las normas de libre competencia y competencia desleal en todos los sectores, con excepción del sector telecomunicaciones. De acuerdo con ello, corresponde a INDECOPI tramitar las denuncias por infracciones a esta normativa que se presenten en el sector eléctrico, adoptando las medidas correctivas y aplicando las sanciones correspondientes.

De otro lado, la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antiloligopolio del Sector Eléctrico⁽²⁾, otorgó a la Comisión de Libre Competencia del INDECOPI competencias para pronunciarse respecto de las solicitudes de autorización de operaciones de concentración en el sector eléctrico. De acuerdo con ello, previamente a realizarse cualquier concentración de empresas en este sector, debe obtenerse la autorización de INDECOPI en el marco de un procedimiento establecido para el efecto por esta entidad.

(2) Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antiloligopolio del Sector Eléctrico, publicada en el Diario Oficial *El Peruano* con fecha 19 de noviembre de 1997.



2.1.3 Principales actores

La oferta de generación en el SEIN, además de EnerSur, está concentrada en los siguientes grupos principales: Enel, el Estado Peruano, IC Power, Duke Energy, Celepsa y Statkraft. La producción en el SEIN se caracteriza por estar prácticamente dividida en partes iguales entre generación hidráulica, 48.6% y generación térmica, 46.5%; las otras fuentes de generación son, la energía renovable 3.8% y de otros tipos 1.1%.

Asimismo, las ventas de energía en el SEIN estuvieron constituidas por un 47% de ventas a clientes libres y un 53% de ventas a clientes regulados⁽³⁾. Los grandes clientes libres en su mayoría son empresas mineras e industriales.

Al igual que en los últimos años, para el 2015 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 noviembre del 2015 publicada por la Dirección General de Electricidad del MEM.

2.2 Gestión comercial

Las cifras oficiales del COES señalan que en el 2015 la producción total de energía eléctrica en el SEIN fue de 44,540 GWh, cifra supera en 6.6% a la que se obtuvo en el año previo. La máxima demanda del SEIN ocurrió el 25 de noviembre del 2015 a las 19:45 horas y alcanzó los 6,275 MW, lo que representa un incremento de 9.4% con relación a la máxima demanda registrada durante el 2014.

2.2.1 Nuevos contratos

En el 2015, EnerSur participó en diversas negociaciones para el corto y largo plazo, producto de estas se suscribieron contratos con clientes libres, como son Cerámicas Lima S.A., Industrias Fibraforte S.A., Anabi S.A.C., Esmeralda Corp S.A., Banco de Crédito del Perú, Origan S.A., destacando los contratos con el Grupo Minsur por 26.5 MW,

Sociedad Minera Cerro Verde por 38 MW y Owens Illinois Perú por 12 MW (se incorporó la Planta de Lurín a la demanda que ya tenía con EnerSur desde el 2012). Así mismo, se suscribió un contrato con la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP para la Exportación-Importación de energía entre Perú y Ecuador.

De igual modo, se suscribieron adendas para la ampliación del plazo de vigencia de los contratos de suministro con diversos clientes libres, entre los cuales podemos resaltar a Compañía Minera Santa Luisa S.A. con quienes se extendió el contrato por 10 años, Linde Gas Perú S.A. extendiendo el contrato hasta el 2019, Quimpac S.A. con quienes se incrementó su demanda contratada y Minera Las Bambas que finalmente en junio de 2015 inició su consumo efectivo de energía.

Otra adenda importante es la que se firmó con Votorantim Metais–Cajamarquilla S.A. para ampliar el plazo de suministro hasta el 2019 para su refinería de zinc ubicada en Lima hasta por 125 MW.

Cuadro 4.1 Contratos de corto plazo (igual o menores de 5 años) firmados o modificados el 2015

Contratos 2015		Potencia contratada (MW)	
Clientes	Tipo de contrato	Máxima	Mínima
Apumayo S.A.C.	Adenda libre	1.3	1.5
Cerámicas Lima S.A.	Libre	10.0	10.0
Industrial Papelera Atlas	Adenda libre	1.2	2.0
Industrias Fibraforte S.A.	Libre	3.0	3.5
Anabi S.A.C.	Libre	1.6	1.6
Edelnor S.A.A.	Adenda libre	40.0	0.0
Edelnor S.A.A.	Adenda bilateral	150.0	30.0
Minsur S.A. – Unidad Minera San Rafael	Libre	19.5	19.5
Minsur S.A. – Unidad Minera Pucamarca	Libre	4.0	4.0
Votorantim Metais – Cajamarquilla S.A.	Libre	60.0	125.0
Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP	Libre	40.0	40.0
Total		330.6	237.1

*Para los clientes libres es HP (hora punta) y HFP (hora fuera de punta), y para los clientes regulados es Potencia Fija y Potencia Variable.

Cuadro 4.2 Contratos de largo plazo (mayor de 5 años) firmados o modificados el 2015

Contratos 2015		Potencia contratada (MW)	
Clientes	Tipo de contrato	Máxima	Mínima
Compañía Minera Antapaccay S.A.	Adenda libre	21.0	21.0
Compañía Minera Santa Luisa S.A.	Adenda libre	4.5	5.5
Owens Illinois Perú S.A.	Libre	12.0	12.0
Minera Bateas S.A.C.	Adenda libre	5.2	5.2
Minera Las Bambas S.A.	Adenda libre	150.0	150.0
Esmeralda Corp. S.A.C.	Libre	5.0	6.0
Banco de Crédito del Perú	Libre	1.7	3.3
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Libre	38.0	38.0
Origan S.A.	Libre	0.6	0.6
Minsur S.A. – Planta Pisco	Libre	3.0	3.0
Linde Gas Perú S.A.	Adenda libre	2.7	2.7
Quimpac S.A.	Adenda libre	20.0	56.0
Edelnor S.A.A. (ED-01)	Adenda regulados	132.8	26.6
SEAL S.A. (ED-01, ED-02 y ED-03)	Adenda regulados	35.5	7.4
Luz del Sur S.A.A. (ED-01, ED-02 y ED-03)	Adenda regulados	182.9	36.6
Coelvisac (HDNA-2009)	Adenda regulados	0.3	0.1
Electro Sur Este S.A.A. (ED-01)	Adenda regulados	10.7	2.1
Total		625.8	376.1

*Para los clientes libres es HP (hora punta) y HFP (hora fuera de punta), y para los clientes regulados es Potencia Fija y Potencia Variable.

Con nuestros clientes regulados se firmaron adendas con Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. Luz del Sur S.A.A., Edelnor S.A. y Coelvisac con el objetivo de adecuar nuestros contratos a su crecimiento de demanda y nuevas instalaciones de distribución puestas en operación.

Los detalles de estos contratos se muestran en los cuadros 4.1 y 4.2.

2.2.2 Actuales clientes

EnerSur cuenta con una cartera de clientes a nivel nacional. Hasta diciembre del 2015, la cartera de clientes libres y regulados sumaba una potencia contratada –en hora punta– de 1,552.77 MW. De dicha cifra, 701.55 MW corresponden a clientes libres y 851.22 MW a clientes regulados. La potencia contratada en horas fuera de punta fue de 1,486.77 MW en total. En los cuadros 8 y 9 se muestra la potencia contratada por cada cliente a diciembre del 2015.

Cuadro 5 Clientes libres a diciembre del 2015

Cliente	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Southern Peru Copper Corporation	207.0	207.0
Quimpac S.A.	20.0	56.0
PANASA	12.0	12.0
Minera Bateas S.A.C.	3.5	3.5
Nyrstar Coricancha (ex San Juan)	5.0	5.0
Universidad de Lima	2.8	3.0
Compañía Minera Antapaccay S.A.	21.0	21.0
Manufactura Record S.A.	0.3	1.3
Las Bambas MMG	98.0	98.0
Minera Santa Luisa	1.0	4.0
Owens Illinois Perú	12.0	12.0
Industrial Papelera Atlas	1.2	2.0
Compañía Minera Antamina S.A.	150.0	150.0
Apumayo	1.2	1.5
Papelera del Sur	4.5	4.5
Linde Gas Perú	2.7	2.7
Votoramtin Metais – Cajamarquilla S.A.	110.0	0.0
Cerámica Lima S.A.	3.8	3.8
Esmeralda Corp. 2	4.0	5.0
Banco de Crédito del Perú	1.7	3.3
Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP	40.0	40.0
Total	701.6	635.6

C.T. Ilo21 y
C.T. Ilo31.

Cuadro 6 Clientes regulados: contratos licitados y bilaterales a diciembre del 2015

Cliente	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Edelnor (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	268.4	268.4
Luz del Sur (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	181.8	181.8
Electrosur (Licitaciones ED-02 y ED-03)	12.5	12.5
Electrosureste (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	29.8	29.80
Electropuno (Licitaciones ED-03)	2.7	2.7
Seal (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	42.8	42.8
Electronoroeste (Licitaciones ED-01, ED-02 y ED-03)	31.2	31.2
Hidrandina (Licitaciones HDNA)	18.1	18.1
Electronorte (Licitaciones HDNA)	12.9	12.9
Electronoroeste (Licitaciones HDNA)	9.0	9.0
Electrocentro (Licitaciones HDNA)	10.7	10.7
Coelvisac (Licitaciones HDNA)	0.4	0.4
Edelnor (Licitación 2014-2017)	150.0	150.0
Edelnor (Licitación 2015-2016)	40.0	40.0
Electronoroeste (Bilateral 2012)	10.0	10.0
ElectroUcayali (Bilateral 2012)	23.0	23.0
Hidrandina (Bilateral 2014)	8.0	8.0
Total	851.2	851.2

Cuadro 7 Contratos que vencieron durante el 2015

Cliente	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Electronoroeste (Bilateral 2012)	10.0	10.0
Hidrandina (Bilateral 2014)	4.0	4.0
Petroperú S.A. (Licitación 2012)	7.7	7.7
Owens Illinois Perú S.A. (Bilateral 2012)	3.4	3.4
Total Regulados	25.1	25.1

2.2.3 Servicio de atención al cliente

Para la satisfacción de nuestros clientes y buscando la excelencia comercial, EnerSur brinda un servicio de atención al cliente a través de un Punto Único de Contacto y Centro de Control y Supervisión de Lima, las 24 horas del día y los 365 días del año. Este Centro de Supervisión y Coordinación fue puesto en servicio por EnerSur el 23 de agosto del

2005. Desde allí se monitorea y coordina las actividades de producción de EnerSur con otras empresas dentro del COES, así como el suministro a los clientes.

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

Cuadro 8 Generación bruta de energía eléctrica por planta (GWh)

Planta	2015	%
C. T. Ilo1	61.8	0.9
C. T. Ilo21	248.1	3.5
C. T. Ilo31	35.1	0.5
C. T. ChilcaUno	5,837.7	81.4
C. H. Yuncán	901.1	12.6
C. H. Quitaracsa	88.5	1.2
Total	7,172.2	100.0



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.

2.2.4 Producción de energía

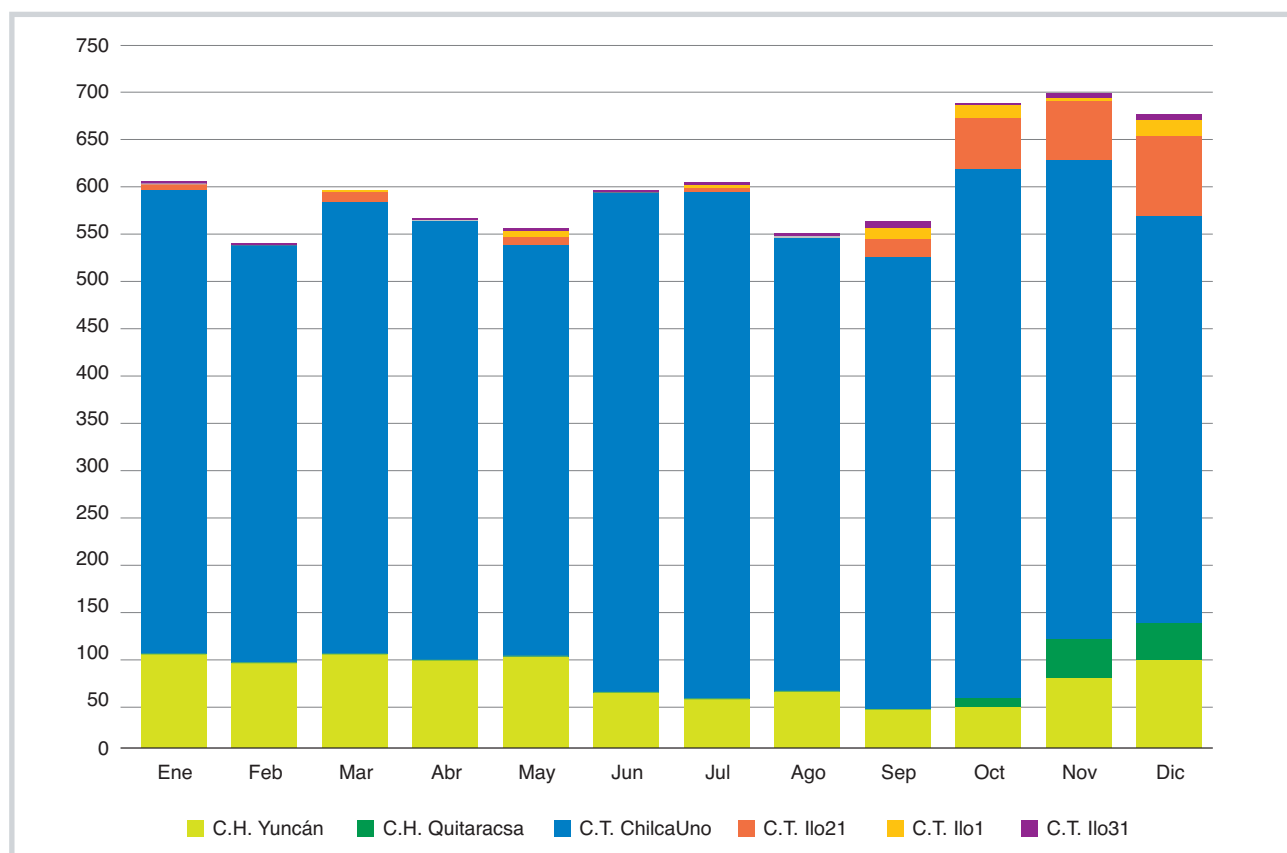
Debido a la congestión de la interconexión Centro–Sur, detallado en el numeral 2.2.6, el COES desde el mes de septiembre del 2015 ordenó una mayor operación a las Centrales de Ilo1, Ilo21 e Ilo31.

La producción de C.T. ChilcaUno en el 2015 fue similar con relación al 2014. Con respecto a la C.H. Yuncán, la disponibilidad de agua durante 2015 y una menor descarga de los embalses estacionales originaron que la Central disminuya ligeramente su producción en el 2015 con relación al 2014, sin embargo se logró mantener la producción por encima de los 900 GWh.

Finalmente, el 9 y el 29 de octubre del 2015 entraron en operación comercial el G1 y G2, respectivamente, de la C.H. Quitaracsa siendo despachada por el COES.

Cuadro 9 Evolución de la producción de energía (GWh)

Planta	2015	Var. %	2014	Var. %	2013	Var. %	2012
C. T. Ilo1	61.8	106.8	29.9	–77.0	129.7	22.0	106.3
C. T. Ilo21	248.1	52.0	163.2	–80.5	836.6	50.6	555.5
C. T. Ilo31	35.2	575.9	5.2		5.3		
C. T. ChilcaUno	5,837.7	–2.4	5,978.5	3.6	5,771.3	36.7	4,221.7
C. H. Yuncán	901.1	–2.2	921.4	–2.8	948.0	5.5	898.3
C. H. Quitaracsa	88.5		—				
Total	7,172.2	1.0	7,098.3	–7.7	7,690.9	33.0	5,781.9

Gráfico 3 Producción de energía por mes (GWh), 2015

2.2.5 Ventas por potencia y energía

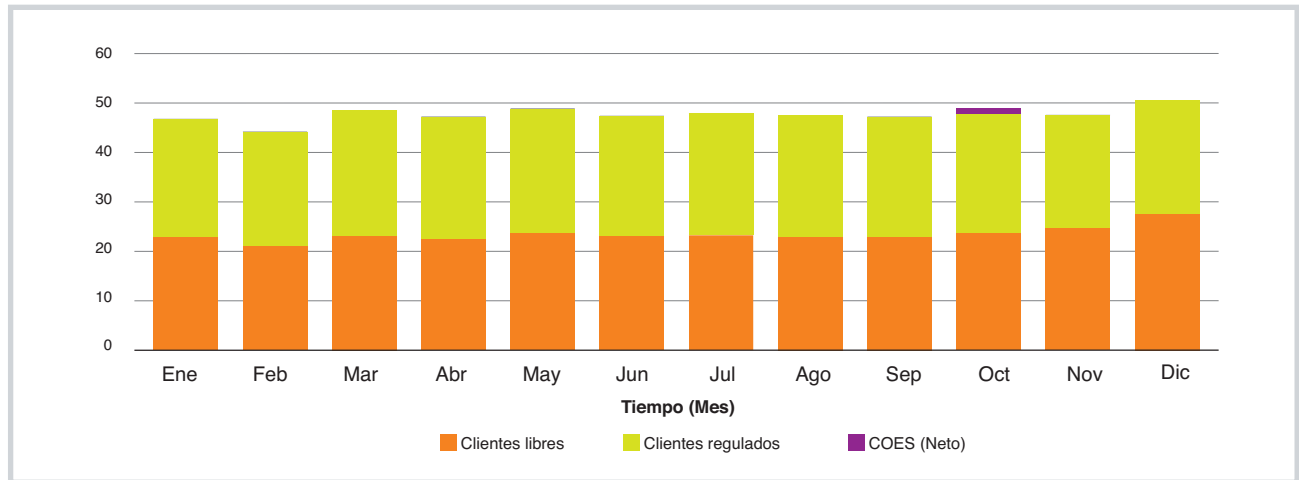
Las ventas por potencia y energía a clientes regulados se incrementaron en 2.0% con respecto al 2014. Asimismo, para el 2015 el COES no asignó a EnerSur retiros sin contrato. Por otro lado, las ventas por potencia y energía a clientes libres se incrementaron en 24.5% debido principalmente a los

nuevos contratos firmados. La venta de potencia y energía en el COES tuvo una disminución importante respecto al 2014 debido principalmente a la operación continua centrales eficientes (C.T. Fénix, C.T. Termochilca, entre otras).

Finalmente, la venta total por potencia y energía se incrementó en 10.9% respecto del año anterior.

Cuadro 10 Ventas de energía, potencia y otros (miles de dólares)

Cliente	2015	Variación %	2014	Variación %	2013
Clientes libres	280,919	24.5	225,570	-2.7	231,732
Clientes regulados	290,595	2.0	284,960	9.6	260,060
COES	127	-97.3	4,739	-64.0	13,175
TOTAL	571,642	10.9	515,269	2.0	504,967

Gráfico 4 Facturación total por tipo de cliente y mes en 2015 (millones de dólares)

2.2.6 Variables exógenas que afectan el negocio

Los factores externos –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.

En el segundo semestre del 2015, se presentaron problemas de congestión en la interconexión Centro-Sur (formada por las líneas 220 kV Mantaro-Socabaya y 500 kV Chilca-Poroma-Montalvo) debido a la toma de carga de los proyectos Las Bambas (150 MW) y Ampliación Cerro Verde (370 MW). Adicionalmente el COES actualizó el límite de la interconexión centro norte a 670MW (en el horario de 00 a 17 horas y de 23 a 24 horas) y 700 MW (en el horario de 17 a 23 horas), debido al ingreso de la LT 220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse y la toma de carga de los proyectos mencionados. En este escenario las centrales Ilo1, Ilo21 e Ilo31 han operado desde el mes de septiembre del 2015 y se espera que sigan operando hasta la puesta en servicio del proyecto L.T. 500 kV Mantaro-Poroma-Socabaya-Montalvo.



2.3 Instalaciones de la empresa

EnerSur opera instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el Perú. Actualmente, opera cuatro centrales termoeléctricas, dos centrales hidroeléctricas 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 tres calderos de fuego directo que operan con petróleo residual 500, dos turbinas a vapor (TV3 y TV4) con potencia nominal total de 132.00 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 216.79 MW y cuenta con una planta desalinizadora que provee de agua industrial y potable a la operación de la central y a SPCC.
- En el 2013 la turbina a vapor 1 (TV1) y en el 2015 la turbina a vapor 2 (TV2), ambas de 22.00 MW, fueron retiradas de servicio.

2.3.2 Central Termoeléctrica Ilo21 (C.T. Ilo21)

- La C.T. Ilo21 es una central de generación eléctrica a carbón y está ubicada al sur de la ciudad de Ilo. 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 a tratar las aguas residuales, con las cuales, se mantiene la forestación de las áreas circundantes a la central.

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

- La C.T. Ilo31 está ubicada al costado de la central a carbón, C.T. Ilo21. Es una central que opera bajo el régimen de reserva fría de acuerdo al contrato firmado con el Estado peruano. La central entró en operación comercial el 20 de junio de 2013.
- Posee tres turbinas a gas que utilizan biodiesel B5-S50 y una potencia de 500.00 MW.
- La central cuenta con tanques de almacenamiento de diésel con una capacidad de 195,000 barriles que aseguran su 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 de 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, fecha que se firma el acta de entrega.

- 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 les permiten producir anualmente, en función de los recursos hídricos disponibles, un promedio esperado de 900 GWh de energía. Para captar el 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.

2.3.5 Central Termoeléctrica ChilcaUno (C.T. ChilcaUno)

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

- La central de ciclo combinado tiene una potencia nominal de 852.00 MW y cuenta con 3 turbinas de gas (dos de 180.00 MW de potencia nominal, y una tercera de 199.80 MW) y una turbina de vapor de 292.00 MW de potencia nominal que pueden operar tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado.

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

2.3.6 Central Hidroeléctrica Quitaracsa (C.H. Quitaracsa)

- La C.H. Quitaracsa, ubicada en la provincia de Huaylas, departamento de Áncash, entró en

operación comercial en octubre del 2015.

- La central posee dos turbinas pelton, 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.

- La C.H. Quitaracsa tiene una potencia nominal total de 114.00 MW.

2.3.7 Subestación de Moquegua

- Se ubica en la provincia Mariscal Nieto, departamento de Moquegua, 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.

- 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.

2.3.8 Líneas de transmisión

EnerSur cuenta con distintas líneas de transmisión en 138 y 220 kV que se usan como parte del proceso de energía. Están distribuidas según se indica a continuación:

- Línea Ilo2-Moquegua (doble terna): Con una longitud de 72 km y una capacidad de 400 MVA por cada terna, en 220 kV.

- Línea Moquegua-Botiflaca1: Con una longitud de 31 km y una capacidad de 196 MVA en 138 kV.

Cuadro 11 Características de las plantas

Plantas	Unidad	Potencia nominal (MW)	Combustible
C.T. Ilo1	TV3	66.0	Vapor / R500
	TV4	66.0	Vapor / R500
	TG1	39.3	Diésel 2
	TG2	42.2	Diésel 2
	Catkato	3.3	Diésel 2
Subtotal C.T. Ilo1		216.8	
C.T. Ilo21	TV21	135.0	Carbón / Diésel 2
C.T. Ilo31	TG1, TG2, TG3	500.0	Diésel 2
C.H. Yuncán	G1, G2, G3	134.2	Agua
C.H. Quitaracsa	G1, G2	114.0	Agua
C.T. ChilcaUno	TG11	180.0	Gas natural
	TG12	180.0	Gas natural
	TG21	199.8	Gas natural
	TV	292.0	Vapor/Gas natural
Total		1,951.8	



- Línea Moquegua-Mill Site: Con una longitud de 39 km y una capacidad de 100 MVA en 138 kV.
- Línea Ilo1-Moquegua: Con una longitud de 2.27 km y una capacidad de 130 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca2: Con una longitud de 5.99 km y una capacidad de 160 MVA en 138 kV.
- Línea Santa Isabel-Carhuamayo Nueva (L-226): Posee una simple terna, con una longitud de 50 km y una capacidad de 260MVA en 220 kV.
- Línea SE Chilca1-SE Chilca 220 kV (doble terna): Con una longitud de 0.75 km y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 kV.
- Línea Quitaracsa-Kiman Ayllu (L-2277): Con una longitud de 5.35 km y una capacidad de 150 MVA en 220 KV.

2.4 Principales inversiones de la empresa

En 18 años de operación, EnerSur ha desarrollado diferentes proyectos de inversión en el país, entre ellos, la construcción de la C.T. Ilo21, la adjudicación del usufructo de la C.H. Yuncán, la instalación de tres turbinas y conversión a Ciclo Combinado de la C.T. ChilcaUno, la puesta en marcha de la reserva fría, C.T. Ilo31, y la C.H. Quitaracsa, alcanzando al 31 de diciembre de 2015 una capacidad nominal de 1,951.8 MW.

En noviembre del 2013, se otorgó la buena pro a EnerSur para la construcción y operación de una de las dos centrales termoeléctricas del proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú” ubicada 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) que actualmente está en construcción.

2.4.1 Proyecto Nodo Energético - Planta Ilo

- El proyecto consiste en la instalación de una nueva Central Termoeléctrica en un terreno adyacente de la C.T. Ilo21 y la C.T. Ilo31, con tres turbinas duales (diésel/gas) en ciclo abierto con una potencia nominal de 200 MW cada una con combustible diésel B5-S50, y 235 MW cada una como potencia nominal referencial para su futura operación con gas natural. Las turbinas operarán inicialmente con diésel. Cuando el gas natural llegue a Ilo a través del futuro Gasoducto del Sur, serán operadas con gas, manteniendo la capacidad de operar con diésel.

- El proyecto incluye la construcción de una nueva Línea de Transmisión en 500 KV, en simple terna y con capacidad de transportar hasta 1,400 MVA con una longitud de 75 km, que conectará la nueva central con la Subestación Montalvo, operada por la empresa Abengoa Transmisión Sur.

- Se estima que el proyecto ingrese en operación comercial en el primer trimestre del 2017. La inversión aproximada de este proyecto es de US\$ 400 millones.

2.4.2 Proyecto de ampliación de la C.T. ChilcaUno

- El proyecto denominado “ChilcaPlus” consiste en la ampliación de la C.T. ChilcaUno, mediante la construcción de una quinta y sexta unidad de generación, que conforman una turbina a gas y una turbina a vapor, respectivamente y en conjunto generan un ciclo combinado adicional que operará con gas natural y tendrá una potencia instalada de 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 Central 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.

- Se estima que el proyecto ingrese en operación comercial en el último trimestre del 2016. La inversión aproximada de este proyecto es de US\$ 130 millones.

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 financiera

Al cierre del año 2015, las ventas netas de energía eléctrica registradas por EnerSur ascendieron a USD 713.7 millones, 15.3% mayor respecto al 2014 (USD 618.9 millones). Mientras que la ganancia neta del mismo periodo fue de USD 181.5 millones, 31.9% mayor a la del 2014 (137.6 millones).

3.1 Gestión financiera

La explicación para las principales variaciones en los 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 año 2015 ascendieron a USD 713.7 millones, 15.3% mayor respecto al 2014 (USD 618.9 millones). Este incremento se debió principalmente a nuevos contratos con clientes libres y regulados, así como mayor peaje de conexión del sistema principal de transmisión.

4.1.2 Costo de ventas

En el 2015 el costo de ventas ascendió a USD 417.3 millones, mayor en 17.9% respecto al 2014 (USD 353.8 millones). Este incremento se debe principalmente por mayores compras de energía, potencia y peaje por los nuevos clientes y un mayor consumo de combustibles (diésel y carbón) debido a una mayor generación de las Centrales Térmicas de Ilo.

4.1.3 Gastos de administración

Los gastos de administración en el 2015 ascendieron a USD 23.1 millones, 6.3% menor a los registrados en el 2014 (USD 24.6 millones), ello debido principalmente a menores gastos por servicios, asesorías y otros gastos de gestión.

4.1.4 Ingresos y gastos financieros

En el 2015, los ingresos financieros (USD 0.3 millones) fueron 27.2% menor respecto a los del 2014 (USD 0.4 millones), debido principalmente a menores ingresos producto del efecto de los

contratos *swaps* de moneda y tasa de interés suscritos con bancos locales.

Los gastos financieros del 2015 (USD 30.5 millones) disminuyeron en 17.1% respecto al año anterior (USD 36.9), debido principalmente a menores gastos por intereses relacionados a arrendamientos financieros y bonos corporativos (5ª Emisión del Programa de Bonos Corporativos cancelado en junio 2014).

4.1.5 Otros ingresos y otros gastos (neto)

En el 2015, los otros gastos (neto) (USD 4.4 millones) aumentaron respecto a los del 2014 (USD 2.1 millones), debido principalmente, a que, durante el 2014 se recibieron ingresos por: (i) reembolso del seguro por siniestros por USD 1.2 millones, y (ii) penalidades a contratistas por el monto de USD 0.5 millones.

4.1.6 Ganancia neta

La ganancia neta del ejercicio 2015 fue de USD 181.5 millones, 31.9% mayor a la del 2014 (137.6 millones). La utilidad básica por acción común en el 2015 fue de USD 0.302 frente a USD 0.271 en el 2014.

3.2 Financiamiento y endeudamiento

Durante el año 2015, EnerSur ejecutó diversas operaciones con el objetivo de financiar nuevas inversiones y capital de trabajo:

- En junio del 2015, en Junta Obligatoria Anual de Accionistas celebrada el 11 de junio del 2015 se aprobó el registro del tercer programa de emisión de

bonos corporativos, hasta por un monto total en circulación de USD 500 millones o su equivalente en nuevos soles. El propósito de este programa de emisión, es tener una alternativa de financiamiento para nuevas oportunidades de inversión o para el refinanciamiento de deuda de la empresa.

- Durante los meses de noviembre y diciembre del 2015, se suscribieron contratos por préstamos de corto plazo por un total de USD 120 millones para financiar capital de trabajo, con vencimientos entre mayo y diciembre del 2016.
- En diciembre del 2015, se suscribió un préstamo a largo plazo por S/. 237.7 millones, otorgado por el Scotiabank, con vencimiento en diciembre del 2017, que fue utilizado para cancelar el arrendamiento financiero suscrito en junio del 2013, el cual sirvió para financiar parte de la construcción de la C.H. Quitaracsa.

Al 31 de diciembre del 2015, la deuda financiera fue de USD 953.9 millones, y se encuentra detallada en la nota 16 de los Estado Financieros Auditados al 31 de diciembre del 2015.

3.3 Dividendos

La Junta General de Accionistas del 11 de febrero del 2004 aprobó la política de dividendos, la misma que fue ratificada por Junta General de Accionistas del 12 de mayo del 2005, posteriormente modificada mediante Junta General de Accionistas del 13 de septiembre del 2005, Junta Obligatoria Anual de Accionistas del 19 de marzo del 2007, Junta General de Accionistas del 21 de septiembre del 2010 y Junta General de Accionistas del 1 de octubre del 2015.

La política actual de dividendos 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.

Asimismo, tomará en cuenta los resultados obtenidos hasta el 31 de diciembre del 2014, y cuando estos se agoten, con cargo a los resultados a partir del 1 de enero del 2015.

En Junta Obligatoria Anual de Accionistas del 16 de marzo del 2015 se acordó distribuir dividendos por el saldo restante del 30% de la utilidad neta del ejercicio 2014 equivalente a USD 19.6 millones (la utilidad neta total del ejercicio 2014 ascendió a USD 41.3 millones, menos pago de dividendos a cuenta del ejercicio 2014 aprobado por sesión de Directorio del 11 de noviembre del 2014 por la suma de USD 21.6 millones). Se fijó el 29 de abril del 2015 como fecha de pago del saldo pendiente de los dividendos a repartir por dicho ejercicio.

El Directorio de EnerSur aprobó, con fecha 17 de noviembre del 2015, distribuir un dividendo a cuenta de las utilidades acumuladas al 30 de junio del 2015 por un monto de USD 30.0 millones, se fijó como fecha de entrega el día 10 de diciembre del 2015.

3.4 Acciones comunes de EnerSur

En el cuadro 12 se detallan las cotizaciones mensuales de los valores representativos de acciones inscritos en negociación en Rueda de Bolsa.

Cuadro 12 Información relativa a las acciones comunes de EnerSur

Código ISIN	Nemónico	Año-Mes	Cotizaciones 2015 (S/.)				
			Apertura	Cierre	Máxima	Minima	Promedio
PEP702101002	ENERSUC1	2015-01	10.29	9.95	10.29	9.95	10.06
PEP702101002	ENERSUC1	2015-02	9.90	9.60	9.97	9.60	9.75
PEP702101002	ENERSUC1	2015-03	9.50	9.30	9.55	9.30	9.46
PEP702101002	ENERSUC1	2015-04	9.30	9.05	9.30	8.70	8.93
PEP702101002	ENERSUC1	2015-05	9.11	9.00	9.30	8.95	9.10
PEP702101002	ENERSUC1	2015-06	8.95	9.00	9.00	8.75	8.92
PEP702101002	ENERSUC1	2015-07	9.00	8.85	9.00	8.61	8.82
PEP702101002	ENERSUC1	2015-08	8.85	8.05	8.85	7.60	8.37
PEP702101002	ENERSUC1	2015-09	8.05	7.50	8.05	7.30	7.67
PEP702101002	ENERSUC1	2015-10	7.55	7.60	7.60	7.30	7.44
PEP702101002	ENERSUC1	2015-11	7.60	8.49	8.53	7.60	8.33
PEP702101002	ENERSUC1	2015-12	8.40	8.10	8.40	7.95	8.11

Cuadro 13 Cotizaciones mensuales de los valores de deuda de EnerSur

Código ISIN	Nemónico	Año-Mes	Cotizaciones 2015 (%)				Precio promedio
			Apertura	Cierre	Máxima	Minima	
PEP70210M018	ENER1BC1U	2015-04	105.6489	105.8000	105.8000	105.6489	105.7245
PEP70210M018	ENER1BC1U	2015-08	103.6484	103.6484	103.6484	103.6484	103.6484
PEP70210M067	ENER1BC6A	2015-01	111.9813	111.4454	111.9813	111.2730	111.4317
PEP70210M067	ENER1BC6A	2015-03	113.3616	115.6078	115.6078	113.3616	114.4847
PEP70210M067	ENER1BC6A	2015-10	111.2669	111.2669	111.2669	111.2669	111.2669
PEP70210M075	ENER1BC7A	2015-03	108.5490	108.5490	108.5490	108.5490	108.5490



3.5 Bonos corporativos de EnerSur

En el cuadro 13 se detallan las cotizaciones mensuales de los valores representativos de deuda inscritos en negociación en Rueda de Bolsa.



Anexos

- A Estados financieros auditados
- B Licencias y autorizaciones
- C Buen gobierno corporativo
- D Información corporativa



EnerSur S.A.

Dictamen de los Auditores Independientes

Estados Financieros
Años terminados el
31 de diciembre de 2015 y 2014



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 2015 y 2014, 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.

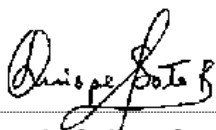
5. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

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 2015 y 2014, 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:



(Socio)

Beatriz Quispe Soto

CPC Matrícula No. 29474

12 de febrero de 2016

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014

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

	Notas	2015 US\$000	2014 US\$000
ACTIVOS			
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo	5	52,181	28,530
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	6	87,865	75,971
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	7	165	535
Otras cuentas por cobrar	8	12,061	2,541
Impuesto a las ganancias	23	3,957	—
Inventarios (neto)	9	56,152	82,770
Gastos pagados por anticipado	10	8,139	7,141
Total activos corrientes		220,520	197,488
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Instrumentos financieros derivados	18	4,261	—
Gastos pagados por anticipado	10	33,849	30,475
Anticipos otorgados	1 (c (v))	29,272	19,965
Propiedades, planta y equipo (neto)	11	1,673,005	1,380,136
Otros activos (neto)	12	92,183	94,804
Activos intangibles (neto)		394	512
Total activos no corrientes		1,832,964	1,525,892
TOTAL		2,053,484	1,723,380

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

	Notas	2015 US\$000	2014 US\$000
PASIVOS Y PATRIMONIO			
PASIVOS CORRIENTES:			
Obligaciones financieras	16	244,270	192,200
Cuentas por pagar comerciales	13	59,219	39,416
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	7	1,158	526
Impuesto a las ganancias	23	—	6,925
Pasivo por beneficios a los empleados	14	12,939	11,438
Otras cuentas por pagar	15	19,873	11,591
Total pasivos corrientes		337,459	262,096
PASIVOS NO CORRIENTES:			
Provisiones	28	1,705	1,952
Obligaciones financieras	16	709,632	615,536
Instrumentos financieros derivados	18	19,091	6,589
Impuesto a las ganancias diferido	24	114,777	100,849
Total pasivos no corrientes		845,205	724,926
Total pasivos		1,182,664	987,022
PATRIMONIO:			
Capital emitido	17	255,001	255,001
Reserva legal	17	43,816	29,391
Otras reservas de patrimonio		(332)	(2,993)
Resultados acumulados	17	572,335	454,959
Total patrimonio		870,820	736,358
TOTAL		2,053,484	1,723,380

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

POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014

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

	Notas	2015 US\$000	2014 US\$000
Ventas netas de energía eléctrica	19	713,722	618,881
Costo de ventas de energía eléctrica	20	(417,290)	(353,812)
Ganancia bruta		296,432	265,069
Gastos de administración	21	(23,079)	(24,636)
Otros ingresos		541	2,244
Otros gastos		(4,923)	(4,373)
Ingresos financieros		287	394
Gastos financieros	22	(30,539)	(36,853)
Diferencia de cambio, neta		(6,469)	(4,230)
Ganancia neta por instrumentos financieros derivados	18	420	1,150
Resultado antes de impuesto a las ganancias		232,670	198,765
Gasto por impuesto a las ganancias	23	(51,214)	(61,197)
Ganancia neta del año		181,456	137,568
Ganancia neta por acción			
Utilidad básica y diluida por acción común (en dólares estadounidenses)	25	0.302	0.271

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 2015 Y 2014

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

	Notas	2015 US\$000	2014 US\$000
Ganancia neta del año		181,456	137,568
Componentes de otros resultados integrales que podrán ser reclasificadas posteriormente al estado de resultados:			
Variación neta por coberturas del flujo de efectivo		3,900	2,482
Otros resultados integrales antes de impuesto a las ganancias		3,900	2,482
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otros resultados integrales:			
Variación neta por coberturas del flujo de efectivo	24	(1,239)	(745)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otros resultados integrales		(1,239)	(745)
Otros resultados integrales despues de impuesto a las ganancias		2,661	1,737
Total otros resultados integrales del año		184,117	139,305

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 2015 Y 2014

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

	Capital social emitido		Reserva legal	Otras reservas de patrimonio- Variación neta de coberturas de flujos de efectivo	Resultados acumulados	Total patrimonio
	Acciones comunes	Capital adicional				
	US\$000	US\$000				
	(Nota 17 (a))	(Nota 17 (b))				
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2014	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)	—	—	—	—
Transferencia de reserva legal	—	—	13,757	—	(13,757)	—
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
Ganancia neta del año	—	—	—	—	181,456	181,456
Otros resultados integrales del año, neto de impuesto	—	—	—	2,661	—	2,661
Total resultados integrales del año	—	—	—	2,661	181,456	184,117
Transferencia de reserva legal	—	—	14,425	—	(14,425)	—
Dividendos decretados en efectivo	—	—	—	—	(49,655)	(49,655)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015	219,079	35,922	43,816	(332)	572,335	870,820

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

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

POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014

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

	2015	2014
	US\$000	US\$000
ACTIVIDADES DE OPERACION:		
Cobranza correspondiente a:		
Venta de bienes y prestación de servicios	837,972	752,533
Reembolso de seguro	—	3,729
Intereses y rendimientos recibidos	170	290
Otras entradas de efectivo relativos a la actividad de operación	42,615	18,649
Pagos correspondientes a:		
Proveedores de bienes y servicios	(395,903)	(380,748)
Empleados	(23,313)	(23,317)
Impuesto a las ganancias y otros tributos	(138,434)	(75,583)
Intereses y rendimientos	(40,495)	(32,425)
Arrendamiento Yuncán	(7,210)	(7,207)
Otros pagos de efectivo relativos a la actividad de operación	(32,408)	(32,644)
Flujos de efectivo provenientes de actividades de operación	242,994	223,277
ACTIVIDADES DE INVERSION:		
Cobranza correspondiente a:		
Venta de propiedades, planta y equipo	81	259
Pagos correspondientes a:		
Compra de propiedades, planta y equipo	(3,618)	(3,269)
Obras en curso de propiedad, planta y equipo	(107,044)	(151,306)
Compra de activos intangibles	(123)	(18,954)
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(110,704)	(173,270)
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Cobranza correspondiente a:		
Obtención de préstamos a corto plazo	499,163	299,984
Obtención de préstamos a largo plazo	70,000	100,000
Pagos correspondientes a:		
Amortización o pago de préstamos a corto plazo	(484,163)	(279,984)
Amortización o pago de préstamos a largo plazo	—	(47,402)
Pasivos por arrendamiento financiero	(143,984)	(77,860)
Dividendos	(49,655)	(41,700)
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiamiento	(108,639)	(46,962)
AUMENTO NETO EN EFECTIVO	23,651	3,045
EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO	28,530	25,485
EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	52,181	28,530

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 2015 y 2014

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

1. CONSTITUCIÓN Y ACTIVIDAD ECONÓMICA, APROBACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS, PRINCIPALES CONTRATOS DE OPERACIÓN Y CONVENIOS Y REGULACIÓN OPERATIVA

(a) Constitución y actividad económica

EnerSur S.A. (en adelante la Compañía), es una subsidiaria de International Power S.A. de Bélgica, que posee el 61.77% de las acciones de capital y fue constituida en Lima, Perú el 20 de setiembre de 1996. Por su parte, GDF Suez IP Luxemburgo S.A es titular del 100% de International Power S.A. A su vez, International Power Ltd e International Power (Zebra) Limited, empresas constituidas en el Reino Unido, son propietarias directa e indirecta, respectivamente, de GDF Suez IP Luxemburgo S.A. Por otro lado Electrabel S.A, accionista de International Power Ltd, es una sociedad del grupo ENGIE (antes GDF Suez) y es titular del 99.99% del capital social de International Power Ltd. ENGIE S.A, sociedad francesa, matriz del Grupo ENGIE, posee la titularidad del 99.13% de Electrabel S.A.

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, Moquegua, la Central Hidroeléctrica de Yuncán ubicada en Cerro de Pasco y la Central Hidroeléctrica de Quitaracsá ubicada en Ancash; 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 2015 han sido autorizados para su emisión el 11 de febrero de 2016 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 2014, fueron aprobados por la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas con fecha 16 de marzo de 2015.

(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 1997. 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 2015 fue de US\$194.8 millones (US\$200.1 millones en 2014) y representa el 27.3% (32.3% en 2014) 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 – PROINVERSIÓN, 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 2015, un monto de US\$6,042 (US\$6,176 en 2014) 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 2015 según contrato asciende a US\$69,509 (US\$63,467 al 31 de diciembre de 2014) y el saldo al 31 de diciembre de 2015, neto de amortización asciende a US\$33,065 (US\$30,539 al 31 de diciembre de 2014) (Nota 12).

- “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 2015, un monto de US\$747 (US\$765 en 2014) 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 2015 según contrato asciende a US\$8,559 (US\$7,811 al 31 de diciembre de 2014) y el saldo al 31 de diciembre de 2015, neto de amortización asciende a US\$4,201 (US\$3,885 al 31 de diciembre de 2014) (Nota 12).

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.

Para la construcción de esta central, la Compañía celebró, entre otros, los siguientes contratos:

- 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 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 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 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 de ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno denominado ChilcaPlus.

- 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 2015, el proyecto se encuentra en construcción y los desembolsos acumulados ascienden a US\$66,627 (US\$18,660 al 31 de diciembre de 2014), los cuales se presentan como Trabajo en Curso en el rubro Propiedades, planta y equipo del estado de situación financiera.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el porcentaje de avance de la obra fue de 67% y 7% respectivamente. La Gerencia considera que la puesta en operación será para el cuarto trimestre de 2016.

(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 (iv) 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 (iv) 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 (iv), 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 2014, la Compañía reconoció como activo un total de US\$11,646 correspondiente al mantenimiento mayor de la segunda turbina de la C.T ChilcaUno.

Durante 2015, no se ha capitalizado ningún mantenimiento mayor, el próximo mantenimiento mayor será realizado a la turbina TG11 durante el segundo trimestre de 2016.

Al 31 de diciembre de 2015, el saldo en anticipos otorgados, que corresponde al pago por estos conceptos asciende a US\$29,272 (US\$19,965 al 31 de diciembre de 2014).

(vi) *Contrato de construcción - C.T. Ilo3 "Reserva Fría de Generación-Planta Ilo"*

Con fecha 25 de noviembre de 2010, PROINVERSIÓN 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, que tiene 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 junio de 2013 entró en operación comercial la Reserva Fría de Generación de Ilo con una potencia contratada de 460 MW.

(vii) *Contratos de Construcción Central Hidroeléctrica Quitaracsa*

Este proyecto consistió en la construcción de una central hidroeléctrica de aproximadamente 112 MW de potencia instalada, ubicada en el distrito de Yuramarca, 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.

En octubre de 2015, la Central Hidroeléctrica Quitaracsa entro en operación comercial, con una potencia efectiva total de 118 MW. El total de los desembolsos incurridos al 31 de diciembre de 2015 ascienden a US\$538.9 millones.

(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.

Al 31 de diciembre de 2015, el proyecto se encuentra en construcción y los desembolsos acumulados ascienden a US\$230,162 (US\$67,496 al 31 de diciembre de 2014), los cuales se presentan como Trabajo en curso en el rubro Propiedades, planta y equipo del estado de situación financiera.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el porcentaje de avance de la obra fue de 76.1% y 18%, respectivamente. La Gerencia considera que la puesta en operación será para el primer trimestre de 2017.

(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 Antiloligopolio 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.
- 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 termoelectricas, 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.
- Ley de Promoción de las Inversiones para el Crecimiento Económico y el Desarrollo Sostenible (Ley N° 30327), que establece la simplificación e integración de permisos y procedimientos, así como medidas de promoción de la inversión.
- Decreto Legislativo que mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú (Decreto Legislativo 1221), que establece modificaciones a la Ley de Concesiones Eléctricas. También establece precisiones para el desarrollo de la Generación Distribuida.
- Decreto Legislativo del marco de promoción de la inversión privada mediante asociaciones público privadas y proyectos (Decreto Legislativo 1224) y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 410-2015-EF, que establecen los procesos y modalidades de promoción de la inversión privada para el desarrollo de infraestructura pública, servicios públicos, servicios vinculados a estos, proyectos de investigación aplicada y/o innovación tecnológica y la ejecución de proyectos en activos.

2. POLÍTICAS 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 2015, 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 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 (Nota 2(c) y (p))
- Estimaciones para la compra de energía y potencia (Nota 2(o)).
- Estimaciones para la energía y potencia entregada no facturada (Nota 2(o)).
- Vida útil asignada a propiedad, planta y equipo, otros activos y activos intangibles (Nota 2(g)).
- Valores razonables, clasificación y riesgos de los activos y pasivos financieros (Nota 2(e)).
- Valor razonable de instrumentos financieros derivados (Nota 2(f)).
- Determinación del impuesto a las ganancias diferido (Nota 2(q)).
- Provisiones (Nota 2(l)).

Las fuentes de incertidumbre consideradas más importantes para la elaboración de los estados financieros de la Compañía se refieren a:

- Vida útil económica para la depreciación de activos a largo plazo.
- Criterios tributarios considerados en el cálculo del impuesto a las ganancias.
- Criterios considerados en la determinación de probabilidades de las contingencias.

(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 o valor neto de realizable el menor. 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, obsoletos, o bien sus precios de mercado han caído 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 resultados.

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 transfiere 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, cuentas por pagar a entidades relacionadas, 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 puestos 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 determinan como la diferencia entre el producto de la venta y el valor en libros del activo, las cuales son reconocidas en la ganancia o pérdida del período en el momento en que la venta se considera realizada.

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 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 80 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 Quitaraca 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 80 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 reembolsado 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 periodo 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 periodo 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 periodo.

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

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 ganancia 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 periodo 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 periodo atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante dicho periodo. 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 las nuevas interpretaciones que son obligatorias y se encuentran vigentes para los períodos contables que comienzan el 1 de enero de 2015 o posterior, que no fueron relevantes para las operaciones de la Compañía:

- NIC 19 (revisada en 2011) Beneficios a los trabajadores: Aportaciones de los Empleados. Efectiva para periodos anuales que inician en o después del 1 de julio de 2014. Las enmiendas 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. Las modificaciones a la NIC 19 son efectivas para los periodos que comiencen a partir del 1 de enero de 2013 y permite la aplicación anticipada retrospectiva con ciertas excepciones. La aplicación de esta enmienda no ha tenido un impacto significativo en los montos y revelaciones de los estados financieros, debido a que no cuentan con planes de pensión otorgados a sus trabajadores.

- 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 la depreciación y 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 que presta servicios de personal clave de gerencia a la entidad que informa, o a la controladora de la entidad que informa, es una parte vinculada a esta. Por consiguiente, la entidad que informa debería revelar como transacciones de partes relacionadas los importes incurridos por el servicio pagado o por pagar a la entidad que proporciona personal clave de la gerencia. Sin embargo, no se requiere la revelación de los componentes de compensación.

La Gerencia ha evaluado la aplicación de estas enmiendas no han tenido un impacto significativo en los montos y revelaciones de 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 1 aclaran que una entidad, en sus primeros estados financieros bajo NIIF, tiene la elección de aplicar una NIIF existente y vigente o aplicar de forma anticipada una NIIF que no está vigente, siempre y cuando la nueva NIIF permita la aplicación anticipada. Una entidad es requerida a aplicar la misma versión de NIIF a través de todos los periodos cubiertos por esos primeros estados financieros bajo NIIF.

Las modificaciones a la NIIF 3 aclaran que la norma no aplica a la contabilización para la creación de un 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 ha evaluado la aplicación de estas enmiendas no han tenido un impacto significativo en los montos y revelaciones de los estados financieros.

(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. La NIIF 9, emitida en noviembre de 2009 incorporó nuevos requerimientos para la clasificación y medición de activos financieros. La NIIF 9 fue posteriormente modificada en octubre de 2010 para incluir los requerimientos para la clasificación y medición de pasivos financieros y para la baja en cuentas, y en noviembre de 2013 incluyó los nuevos requerimientos para la contabilidad de cobertura general. En julio de 2014 se emitió otra versión revisada de la NIIF 9 principalmente para incluir: a) requerimientos de deterioro para activos financieros y b) modificaciones limitadas a los requerimientos de clasificación y medición al introducir una categoría de medición a “valor razonable con cambios en otro resultado integral” (FVTOCI) para ciertos instrumentos deudores simples.

Requisitos claves de la NIIF 9:

- La NIIF 9 requiere que todos los activos financieros reconocidos que se encuentren dentro del alcance de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición se midan posteriormente al costo amortizado o al valor razonable. Específicamente, los instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo sea el de recaudar los flujos de efectivo contractuales, y que tengan flujos de efectivo contractuales que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el capital pendiente, por lo general se miden al costo amortizado al final de los períodos contables posteriores. Los instrumentos de deuda que se mantienen en un modelo de negocios cuyo objetivo se cumple tanto al recolectar los flujos de efectivos contractuales como vendiendo los activos financieros, y que tienen términos contractuales que producen en fechas específicas flujos de efectivo que solo constituyen pagos del capital e intereses sobre el importe principal pendiente, son medidos generalmente al valor razonable con cambios en otros resultados integrales. Todas las otras inversiones en deuda y en patrimonio se miden a sus valores razonables al final de los períodos contables posteriores. Además, bajo la NIIF 9, las entidades pueden hacer una elección irrevocable para presentar los cambios posteriores en el valor razonable de una inversión de patrimonio (no mantenida para negociar) en otro resultado integral, solo con el ingreso por dividendos reconocido generalmente en ganancias o pérdidas.

- Con respecto a la medición de los pasivos financieros que están designados a valor razonable con cambios en resultados, la NIIF 9 requiere que el monto del cambio en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a cambios en el riesgo de crédito de ese pasivo sea reconocido en otro resultado integral, a menos que el reconocimiento de los efectos de los cambios en riesgo de crédito del pasivo en otro resultado integral cree o aumente una disparidad contable en ganancias o pérdidas. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo de crédito del pasivo financiero no son reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas. Bajo la NIC 39, el monto total del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado a valor razonable con cambio en resultados era reconocido en ganancias o pérdidas.

- Con respecto al deterioro de activos financieros, la NIIF 9 requiere un modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada, en oposición al modelo de deterioro por pérdida crediticia incurrida de NIC 39. El modelo de deterioro por pérdida crediticia requiere que una entidad contabilice las pérdidas crediticias esperadas y sus cambios en cada fecha de presentación de estados financieros, para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial. En otras palabras, ya no se necesita que ocurra un evento crediticio antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias.

- Los nuevos requerimientos generales para la contabilidad de cobertura mantienen los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura que, en la actualidad, se encuentran disponibles en la NIC 39. Con la NIIF 9, mayor flexibilidad ha sido introducida para los tipos de transacciones elegibles para la contabilidad de cobertura, específicamente, al ampliar los tipos de instrumentos que se clasifican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de partidas no financieras elegibles para 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. También se añadieron requerimientos de revelación mejorados sobre las actividades de gestión de riesgo de una entidad.

La Gerencia estima que a la fecha de los estados financieros no es practicable proporcionar una estimación razonable del efecto de la aplicación de esta norma hasta que una revisión detallada haya sido completada.

- NIIF 14 Cuentas de Diferimiento de Actividades Reguladas. Efectiva para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

La NIIF 14 permite a una entidad que adopta por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera que continúe la contabilización, con algunos cambios limitados, de las cuentas de diferimiento de actividades reguladas según lo venía haciendo de acuerdo con sus PCGA anteriores, tanto en la adopción inicial de las NIIF como en los siguientes estados financieros.

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.

Efectiva para períodos que inicien en o después del 1 enero 2018.

La NIIF 15, emitida en mayo de 2014, establece un modelo extenso y detallado que utilizarán las entidades en la contabilidad de ingresos procedentes de contratos con clientes. La NIIF 15 reemplazará el actual lineamiento de reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 Ingresos, la NIC 11 Contratos de Construcción y las interpretaciones relativas en la fecha en que entre en vigencia.

El principio fundamental de la NIIF 15 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 bienes o servicios. Específicamente, la norma añade un modelo de 5 pasos para contabilizar el ingreso:

- Paso 1: Identificar el contrato con el cliente,
- Paso 2: Identificar las obligaciones separadas del contrato,
- Paso 3: Determinar el precio de transacción,
- Paso 4: Distribuir el precio de transacción entre las obligaciones del contrato,
- Paso 5: Reconocer el ingreso cuando (o a medida que) la entidad satisface las obligaciones del contrato.

Según la NIIF 15, una entidad contabiliza un ingreso cuando (o a medida que) se satisfaga una obligación del contrato, es decir, cuando el "control" de los bienes y servicios basado en una obligación de rendimiento particular es transferido al cliente. Se han añadido muchos más lineamientos prescriptivos en la NIIF 15 para poder afrontar situaciones específicas. Además, la NIIF 15 requiere amplias revelaciones.

La Gerencia de la Compañía se encuentra evaluando el posible impacto que la misma tendrá en los estados financieros.

•NIIF 16 Arrendamientos. Efectiva para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2019.

La NIIF 16 establece como reconocer, medir, presentar y revelar los arrendamientos. La norma provee de un solo modelo de contabilización, requiriendo que los arrendatarios reconozcan un activo y un pasivo por todos los arrendamientos siempre y cuando no sean contratados a 12 meses o menos, o el activo subyacente tenga un valor poco significativo. Los arrendadores continuaran clasificando los arrendamientos como operativos o financieros, sin mayor cambio con lo que se venía considerando en la NIC 17.

La Gerencia anticipa que la aplicación de la NIIF 16 en el futuro podría tener un impacto material en los importes sobre los que se informa y las revelaciones de los estados financieros de la Compañía. Sin embargo, no resulta factible proporcionar un estimado razonable su impacto hasta que la Compañía realice una revisión detallada.

•Modificaciones a la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos. Efectiva para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

Las modificaciones a la NIIF 11 proporcionan guía sobre cómo contabilizar la adquisición de una operación conjunta que constituye un negocio según la definición de NIIF 3 Combinaciones de Negocios. En específico, las modificaciones establecen que deberían aplicarse los principios fundamentales de contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 y otras normas (por ejemplo, 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 es contribuido a la operación conjunta por una de las partes que participe de 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.

Las modificaciones deben aplicarse de forma prospectiva a adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas (en las que las actividades del operador conjunto constituyen un negocio según NIIF3) ocurridas desde el inicio de períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

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

•Enmiendas a NIC 1 Presentación de Estados Financieros. Efectiva para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero 2016.

Las enmiendas fueron una respuesta a comentarios de preparadores de información financiera, sobre dificultades en la aplicación del juicio al preparar y presentar la información en los estados financieros, e incluyeron los cambios siguientes:

- Aclaración que la información no debe ser oculta agregando o proveyendo información poco significativa; las consideraciones de materialidad aplican a todas las partidas de los estados financieros, incluso cuando algunas normas requieren de revelaciones específicas.
- Aclaración de que las líneas que se presentarán en los estados financieros pueden agregarse o desagregarse como guía relevante y adicional sobre los subtotales en estos estados financieros, y aclaración que la participación de una entidad en los otros resultados integrales de asociadas contabilizadas por el método patrimonial y operaciones conjuntas deben presentarse en conjunto como una sola línea, en función de si (o si no) se reclasificarán posteriormente a ganancias y pérdidas.
- Ejemplos de posibles formas de ordenar las notas para aclarar que la comprensibilidad y comparabilidad se deben considerar al determinar el orden de las notas y demostrar que las notas no tienen que ser presentados necesariamente en el orden que hasta el momento figura en el párrafo 114 de la NIC 1.

La Gerencia de la Compañía se encuentra evaluando el posible impacto que la misma tendrá en los estados financieros.

• Modificaciones a la NIC 16 y a la NIC 38 Aclaración de los Métodos Aceptables de Depreciación y Amortización. Efectiva para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

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. Efectiva para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

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. Efectiva para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

Las modificaciones a la NIC 27 permiten la opción de contabilizar las inversiones en subsidiarias, operaciones conjuntas y asociadas en los estados financieros separados usando el método de participación patrimonial.

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

• Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28: Venta o aportación de bienes entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto. La fecha de aplicación efectiva de estas modificaciones ha sido diferida de forma indefinida.

Las modificaciones se refieren a situaciones donde hay una venta o aportación de activos entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto. Específicamente, las modificaciones establecen que las ganancias o pérdidas resultantes de la pérdida de control de una subsidiaria que no contenga un negocio, en una transacción con una asociada o un negocio conjunto que se contabilicen según el método de la participación patrimonial, se reconocen en los resultados de la controladora solo en la medida de la participación de los inversores no relacionados en esa asociada o negocio conjunto. Del mismo modo, las ganancias y pérdidas resultantes de la remediación de las inversiones retenidas en cualquier subsidiaria previa (que se ha convertido en una asociada o un negocio conjunto contabilizadas según el método de la participación) a valor razonable, se reconocen en los resultados de la controladora previa sólo en la medida de la participación de los inversores no relacionados en la nueva asociada o negocio conjunto.

Las modificaciones a la norma permiten su aplicación anticipada. La Gerencia de la Compañía considera que la misma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros, debido a que no tiene este tipo de transacciones.

• Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y la NIC 28 Entidades de inversión: Aplicación de excepción de consolidación. Efectiva para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2016.

Las modificaciones aclaran que la excepción de la preparación de estados financieros consolidados es permitido a una controladora que es una subsidiaria de una entidad de inversión, incluso si la entidad de inversión mide todas sus subsidiarias a valor razonable de acuerdo con las NIIF 10. Las modificaciones además aclaran que la exigencia para que una entidad de inversión consolide una subsidiaria que provee servicios relacionados con las actividades de inversión previas, se aplica únicamente a las subsidiarias que no son entidades de inversión por sí mismas.

La Gerencia considera que la norma no es de aplicabilidad a la Compañía por cuanto no es una entidad de inversión y no tiene una controladora, subsidiaria, asociada o negocio conjunto que clasifique como una entidad de inversión.

• Mejoras Anuales a las NIIF Ciclo 2012-2014

Las mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2012-2014 incluyen algunas modificaciones a varias NIIF que se encuentran resumidas a continuación:

Las modificaciones a la NIIF 5 introducen una guía específica para cuando una entidad reclasifica un activo (o grupo de activos) de mantenido para la venta a mantenido para distribución a los propietarios (o viceversa). La enmienda aclara que ese cambio se debe considerar como una continuación del plan original y por tanto los requisitos establecidos en la NIIF 5 en relación con el cambio de plan de venta no se aplican. La enmienda también introduce una guía para la discontinuación de la contabilidad de activos mantenidos para distribución.

Las modificaciones a la NIIF 7 proporcionan una guía adicional para aclarar si los contratos de servicios de administración constituyen involucramiento continuo a efectos de aplicar los requerimientos de información a revelar sobre todos los activos financieros transferidos.

Las modificaciones a la NIC 19 aclaran que la tasa utilizada para descontar las obligaciones por beneficios post-empleo debe determinarse por referencia a rendimientos de mercado al final del periodo de reporte sobre bonos corporativos de alta calidad. La evaluación de la amplitud del mercado para bonos corporativos de alta calidad debe realizarse considerando la moneda de la obligación (misma moneda en que se espera pagar). Para monedas en las que no existe un mercado amplio, debe considerarse los rendimientos de mercado al final del periodo de reporte sobre bonos gubernamentales de dicha moneda.

La Gerencia considera que la aplicación de estas modificaciones a las normas no tendrá un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

4. INSTRUMENTOS Y RIESGOS FINANCIEROS

Categorías de instrumentos financieros

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

	2015 US\$000	2014 US\$000
Activos financieros:		
Préstamos y partidas a cobrar (incluyendo efectivo):		
Efectivo	52,181	28,530
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	87,865	75,971
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	165	535
Otras cuentas por cobrar	4,084	1,523
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	4,261	—
Total	148,556	106,559
Pasivos financieros:		
Al costo amortizado		
Obligaciones financieras	953,902	807,736
Cuentas por pagar comerciales	59,219	39,416
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1,158	526
Otras cuentas por pagar	16,768	8,874
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	19,091	6,589
Total	1,050,138	863,141

Riesgos financieros

La Compañía está expuesta a riesgos de mercado, riesgos de liquidez y riesgos de crédito originados 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:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Activos:		
Efectivo	41,551	28,205
Cuentas por cobrar comerciales	174,929	147,738
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	—	31
Otras cuentas por cobrar	2,236	1,638
Total	218,716	177,612
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	70,027	59,531
Pasivo por beneficios a los empleados	36,987	28,325
Otras cuentas por pagar	21,310	18,415
Provisiones	5,616	5,616
Obligaciones financieras (*)	890,732	248,179
Total	1,024,672	360,066
Posición pasiva (neta)	(805,956)	(182,454)
Posición de compra de derivados	890,732	248,179

(*) 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 2015, el cual fue US\$0.293 (US\$0.335 al 31 de diciembre de 2014) por S/1.00.

La Gerencia de la Compañía considera razonable un 10% 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 US\$000	Efecto en la utilidad antes del impuesto a las ganancias US\$000
2015:		
U.S. Dólares / Nuevos Soles	+10%	(23,614)
U.S. Dólares / Nuevos Soles	-10%	23,614
2014:		
U.S. Dólares / Nuevos Soles	+10%	(6,104)
U.S. Dólares / Nuevos Soles	-10%	6,104

(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 2015 y 2014, 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 largo plazo representa el 87.6% (87.0% al 31 de diciembre de 2014) del total de la deuda financiera, del cual el 88.0% se encuentra establecido en tasas fijas (85.8% al 31 de diciembre de 2014).

(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 2015, con 23 clientes libres que representan un 49.2% de los ingresos totales que incluyen venta de energía eléctrica, potencia, entre otros (17 clientes libres que representaban un 43.1% de los ingresos totales al 31 de diciembre de 2014) y 13 clientes regulados que representan un 50.8% de los ingresos totales (14 clientes regulados que representaban un 56.9% de los ingresos totales al 31 de diciembre de 2014).

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 presentando problemas significativos 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 (Nota 1 (c) (v)).

Al 31 de diciembre de 2015, 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 US\$000	1–2 años US\$000	2–5 años US\$000	Más de 5 años US\$000	Total US\$000
2015:					
Obligaciones financieras	270,362	221,192	487,370	107,582	1,086,506
Cuentas por pagar comerciales	59,219	—	—	—	59,219
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1,158	—	—	—	1,158
Otras cuentas por pagar	16,768	—	—	—	16,768
Total	347,507	221,192	487,370	107,582	1,163,651
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	8,874	—	—	—	8,874
Total	272,991	140,704	425,572	144,319	983,586

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 US\$000	Entre 3 meses y 1 año US\$000	Entre 1 y 5 años US\$000	Más de 5 años US\$000	Total US\$000
2015:					
Liquidación neta - Activo					
Cross Currency Swap	879	2,940	2,864	—	6,683
Contratos de forward	—	148	—	—	148
Total	879	3,088	2,864	—	6,831
Liquidación neta - Pasivo					
Swaps de tasas de interés	—	—	—	—	—
2014:					
Liquidación neta - Activo					
Cross Currency Swap	—	860	2,362	—	3,222
Liquidación neta - Pasivo					
Swaps de tasas de interés	555	849	—	—	1,404

(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:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Obligaciones financieras	953,902	807,736
Menos: Efectivo	(52,181)	(28,530)
Deuda neta	901,721	779,206
Total patrimonio	870,820	736,358
Índice de endeudamiento neto	1.04	1.06%

(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 2015 y 2014 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:

	2015		2014	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Pasivos financieros:				
Bonos corporativos	122,543	125,743	132,934	141,345
Préstamo bancario	169,733	169,733	100,000	100,000
Arrendamientos financieros	543,375	502,282	469,802	444,972
Total	835,651	797,758	702,736	686,317

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 US\$000	Nivel 2 US\$000	Nivel 3 US\$000	Total US\$000
2015:				
Activos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	5,786	—	5,786
Pasivos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	20,616	—	20,616
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

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 obtenidas de la SBS. Periódicamente la Compañía hace evaluaciones con modelos de derivados hipotéticos (Swaps) y/o dollar offset (forwards) para medir la efectividad del derivado.

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:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Facturas	35,250	30,840
Energía y potencia entregada no facturada	52,914	45,137
Total	88,164	75,977
Estimación para deterioro	(299)	(6)
Total	87,865	75,971

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 una vez al año.

Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía mantenía cuentas por cobrar vigentes por US\$17,796 (US\$20,489 al 31 de diciembre de 2014).

Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía mantiene cuentas por cobrar comerciales vencidas pero no deterioradas por US\$17,155 (US\$10,345 al 31 de diciembre de 2014), 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:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Entre 1 y 30 días	16,052	9,741
Entre 31 y 60 días	197	49
Más de 61 días	906	555
Total	17,155	10,345

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, 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 2015 y 2014 fue facturada y cobrada en enero de 2016 y enero de 2015, respectivamente, sin cambios significativos.

Estimación para deterioro de cuentas por cobrar

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

	2015 US\$000	2014 US\$000
Saldo inicial	6	6
Adiciones	293	—
Saldo final	299	6

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 2015 y 2014.

7. TRANSACCIONES Y SALDOS CON ENTIDADES RELACIONADAS

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

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Compañía realizó las siguientes transacciones significativas con entidades relacionadas, en el curso normal de sus operaciones:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Servicio de ingeniería para el Proyecto Quitaracsa recibido por LEME Sucursal Perú (2)	2,680	2,248
Servicio de ingeniería y consultoría para proyectos recibido por Tractebel Engineering (2)	2,397	535
Servicio de ingeniería para el Proyecto Quitaracsa recibido por LEME Engenharia Ltda. (2)	929	1,499
Servicio de asesoría y consultoría recibido de GDF Suez Energy Perú (2)	770	770
Servicio de asesoría y consultoría recibido de Laborelec	429	230
Servicios de asistencia administrativa y alquiler de oficina prestado a GDF Suez Energy Perú (2)	300	291
Mantenimiento de licencias SAP recibido por GDF Suez (2)	34	—
Servicio de ingeniería y consultoría recibido por International Power Ltd. (1)	46	—
Compra de carbón a GDF Suez Management Trading (2)	—	5,740
Compra de proyectos de inversión a GDF Suez Energy Perú (2)	—	202
Reembolso de gastos por movimiento de ejecutivo de GDF Suez Energy Asia Co. Ltd. (2)	—	16
Servicio de Inspección recibido de Tractebel Energía SA (2)	—	15
Venta de proyectos de inversión a GDF Suez Energy Perú (2)	—	218

(1) Matriz

(2) Relacionada

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

	Relación	2015 US\$000	2014 US\$000
Por cobrar no comerciales:			
Leme Engenharia Ltda.	Relacionada	116	500
GDF Suez Energy Perú S.A.	Relacionada	30	25
GDF Suez S.A.	Relacionada	10	—
Egasur S.A.	Relacionada	9	10
Total		165	535
Por pagar no comerciales:			
Leme Engenharia Sucursal Perú	Relacionada	966	272
GDF Suez Energy Perú S.A.	Relacionada	81	—
Laborelec	Relacionada	53	59
GDF Suez S.A.	Relacionada	34	40
Tractebel Engineering	Relacionada	24	22
Leme Engenharia Ltda.	Relacionada	—	133
Total		1,158	526

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 2015 y 2014 a la plana gerencial, que tiene la autoridad y responsabilidad de planificar, dirigir y controlar las actividades de la Compañía, fue de US\$2,662 y US\$2,719, respectivamente.

Las remuneraciones pagadas a Directores en 2015 ascienden a US\$70 (US\$60 en 2014).

8. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Las otras cuentas por cobrar se componen de:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Saldo a favor por IGV (a)	7,977	1,018
Anticipos a proveedores (b)	3,396	244
Diversas	688	1,279
Total	12,061	2,541

(a) 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.

(b) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Compañía mantiene anticipo a proveedores nacionales y del exterior principalmente relacionado con seguros, derechos de importación y suministros para mantenimiento de sus centrales.

9. INVENTARIOS (NETO)

Los inventarios (neto), se componen de:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Suministros y repuestos	19,714	19,019
Combustibles	34,074	46,477
Carbón	6,060	16,731
Existencias por recibir	874	543
	60,722	82,770
Estimación para desvalorización	(4,570)	—
Total	56,152	82,770

La estimación para desvalorización de inventarios (carbón y combustible) ha sido determinada sobre la base de informes internos, se encuentra registrado en el rubro de costo de ventas (Nota 20) y en opinión de la Gerencia, esta estimación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización al 31 de diciembre de 2015. En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2014, no era necesario constituir estimación para desvalorización de suministros y repuestos.

10. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Los gastos pagados por anticipado se componen de:

	Corriente		No corriente	
	2015	2014	2015	2014
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Derecho de Usufructo y Aporte Social (Nota 1 (c.ii))	3,949	3,949	33,316	30,475
Seguros	3,445	3,001	—	—
Otros	745	191	533	—
Total	8,139	7,141	33,849	30,475

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 US\$000	Edificios y otras instalaciones US\$000	Maquinaria y equipo US\$000	Unidades de transporte US\$000	Muebles y enseres US\$000	Equipos diversos US\$000	Trabajos en curso US\$000	Total US\$000
Costo:								
Saldo al 1 de enero de 2014	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
Adiciones	—	13	230	616	118	3,439	336,053	340,469
Retiros	—	—	—	(60)	—	(1)	—	(61)
Transferencias y otros cambios	—	368,784	129,381	—	139	2,069	(498,361)	2,012
Saldo al 31 de diciembre de 2015	7,876	886,509	800,717	2,990	2,706	51,675	309,364	2,061,837
Depreciación acumulada:								
Saldo al 1 de enero de 2014	—	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
Adiciones	—	8,587	35,569	228	253	4,952	—	49,589
Retiros	—	—	—	(38)	—	—	—	(38)
Transferencias y otros cambios	—	(19,044)	19,044	—	—	—	—	—
Saldo al 31 de diciembre de 2015	—	80,341	279,911	2,154	1,664	24,762	—	388,832
Costo neto:								
Al 31 de diciembre de 2015	7,876	806,168	520,806	836	1,042	26,913	309,364	1,673,005
Al 31 de diciembre de 2014	7,876	426,914	445,808	470	1,038	26,358	471,672	1,380,136

(a) En octubre de 2015, se transfirió de obras en curso a edificio y otras construcciones y maquinaria y equipo un importe de US\$496,582 por la activación de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa que entro en operación comercial, con una potencia efectiva total de 118 MW.

(b) Al 31 de diciembre de 2015, trabajos en curso comprende: i) la construcción del proyecto ChilcaPlus por US\$66,627 y ii) la construcción del proyecto Nodo Energético del Sur por US\$230,162.

(c) Las propiedades, planta y equipo, neto, sin incluir las obras en curso clasificados por Centrales de Generación Eléctrica al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son como sigue:

	ChilcaUno US\$000	Ilo1 US\$000	Ilo2 US\$000	Ilo3 US\$000	Yuncán US\$000	Quitaracsa US\$000	Total US\$000
Al 31.12.2015	479,245	20,942	139,485	215,058	6,589	496,004	1,357,323
Al 31.12.2014	500,982	25,705	143,116	223,928	7,352	—	901,083

(d) Propiedades, planta y equipos, incluyen activos adquiridos bajo arrendamientos financieros de la siguiente forma:

	Años de vida útil	2015 US\$000	2014 US\$000
Edificios	3, 25, 40 y 80	129,159	129,159
Maquinarias y equipos	15, 25 y 30	630,247	562,351
Trabajos en curso		258,891	106,414
		1,018,297	797,924
Menos – depreciación acumulada		(129,450)	(109,936)
Total		888,847	687,988

(e) Los costos de financiamiento capitalizados para la construcción de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, Central Nodo Energético Planta Ilo y Central Termoeléctrica ChilcaUno ("ChilcaPlus") ascendieron a US\$7,191, US\$12,220 y US\$3,594; respectivamente (US\$3,417, US\$5,481 y US\$1,565 al 31 de diciembre de 2014, respectivamente).

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

	Notas	2015 US\$000	2014 US\$000
Costos de ventas de energía eléctrica	20	48,544	45,682
Gastos de administración	21	1,045	948
Total		49,589	46,630

(g) De acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia, al 31 de diciembre de 2015, 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 (NETO)

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

	Derechos Contrato Yuncán (b) US\$000	Proyecto Quitaracsa (c) US\$000	Otros US\$000	Total US\$000
Costo:				
Saldos al 1 de enero de 2014	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
Adiciones	—	179	5,672	5,851
Retiros	—	(1,527)	(3,189)	(4,716)
Transferencias y otros cambios	—	(3,882)	2,058	(1,824)
Saldos al 31 de diciembre de 2015	54,389	48,755	9,956	113,100
Amortización:				
Saldos al 1 de enero de 2014	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
Adiciones	1,813	1	118	1,932
Saldos al 31 de diciembre de 2015	18,734	1	2,182	20,917
Costo neto:				
Saldos al 31 de diciembre de 2015	35,655	48,754	7,774	92,183
Saldos al 31 de diciembre de 2014	37,468	53,985	3,351	94,804

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

	%
Derechos Contrato Yuncán	3
Carretera Quitaracsa y otros	1–100

(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\$42,362 (US\$43,711 al 31 de diciembre de 2014) 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.

(d) El gasto por amortización del ejercicio que incluye la amortización de activos intangibles por US\$306 (US\$328 al 31 de diciembre de 2014) ha sido registrado en los siguientes rubros del estado de resultados:

	Notas	2015 US\$000	2014 US\$000
Costos de ventas de energía eléctrica	20	2,035	2,114
Gastos de administración	21	203	268
Total		2,238	2,382

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:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Dentro de los plazos de vencimiento (a)	56,151	28,738
Entre 1 y 30 días	2,496	10,542
Entre 31 y 60 días	469	47
Más de 61 días	103	89
Total	59,219	39,416

(a) Al 31 de diciembre de 2015, corresponde a los servicios recibidos de proveedores locales y extranjeros, los conceptos principales refieren a: (i) bienes y servicios recibidos no facturados relacionados a la compra de energía, potencia, peaje, combustible y suministros y (ii) servicios relacionados a la construcción de proyectos.

14. PASIVO POR BENEFICIO A LOS EMPLEADOS

Los pasivos por beneficio a los empleados se componen de:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Remuneraciones y vacaciones	7,238	5,524
Participaciones a los trabajadores	5,506	5,696
Aportes previsionales y de seguridad social:		
Administradoras de Fondos de Pensiones - AFP	130	134
ESSALUD	65	84
Total	12,939	11,438

15. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Las otras cuentas por pagar se componen de:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Intereses por pagar sobre obligaciones financieras	7,760	3,065
Tributos por pagar	3,105	2,717
Anticipos de clientes	2,546	—
Diversas	6,462	5,809
Total	19,873	11,591

16. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Las obligaciones financieras se componen de:

	Vencimiento	Total		Corriente		No corriente	
		2015 US\$000	2014 US\$000	2015 US\$000	2014 US\$000	2015 US\$000	2014 US\$000
Bonos corporativos (a)	Entre junio 2016 y 2028	122,543	132,934	15,000	—	107,543	132,934
Prestamo bancario: Corto Plazo (b)	Entre mayo y diciembre 2016	118,251	105,000	118,252	105,000	—	—
Largo Plazo (c)	Entre diciembre 2017 y junio 2020	169,733	100,000	34,867	—	134,866	100,000
Arrendamientos Financieros (d)	Entre mayo 2019 y octubre 2022	543,375	469,802	76,152	87,200	467,223	382,602
Total		953,902	807,736	244,270	192,200	709,632	615,536

(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	
				2015 US\$000	2014 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)	35,417	40,490
Segunda Emisión por (en miles) S/.84,105	09/06/2008	09/06/2018	7.1875% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	24,679	28,214
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
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	03/12/2020	7.5938% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	12,447	14,230
Total obligaciones a valor nominal				122,543	132,934

(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).

(b) Los préstamos bancarios a corto plazo por S/.403 millones equivalente a US\$118 millones (US\$105 millones al 31 de diciembre de 2014), los cuales fueron otorgados por entidades financieras locales, con tasas de intereses fija entre 5.44% y 5.29%, con vencimiento entre mayo y diciembre de 2016. La Compañía ha contratado "forwards" de monedas (Nota 18), para cubrirse de las fluctuaciones del tipo de cambio.

(c) Los préstamos bancarios a largo plazo comprenden: (i) Préstamo por S/.237.7 millones (equivalente a US\$69.7 millones) el cual fue otorgado por Scotiabank el 28 de diciembre 2015, con vencimiento el 28 de diciembre de 2017, a una tasa de 6.15% efectiva anual. Este préstamo fue utilizado para pre-pagar el arrendamiento financiero que la Compañía suscribió en junio 2013 para financiar parte de la construcción de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa. La Compañía ha contratado "swap" de moneda y tasa de interés (Nota 18). (ii) 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.

(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	
			2015 US\$000	2014 US\$000	2015 US\$000	2014 US\$000	2015 US\$000	2014 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	171,152	213,939	42,788	42,788	128,364	171,151
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	54,190	69,673	15,483	15,483	38,707	54,190
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	95,536	25,722	—	—	95,536	25,722
Scotiabank Montos desembolsados a la fecha para financiar parte de la construcción de la Central Hidroeléctrica de Quitarasca ubicada en el departamento de Ancash. 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%. Con fecha 28 de diciembre de 2015, la Compañía realizó la cancelación del arrendamiento financiero.	60,000	Marzo 2017	—	44,804	—	11,201	—	33,603

>

Acreedores	Monto autorizado y/o usado US\$000	Vencimiento	Saldos pendientes de pago					
			Total		Corriente		No corriente	
			2015 US\$000	2014 US\$000	2015 US\$000	2014 US\$000	2015 US\$000	2014 US\$000
BBVA Banco Continental 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 iniciarón 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	62,048	79,776	17,728	17,728	44,320	62,048
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	99,228	19,122	—	—	99,228	19,122
	125,000	Octubre 2022	61,221	16,766	153	—	61,068	16,766
Total			543,375	469,802	76,152	87,200	467,223	382,602

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

	2015 US\$000	2014 US\$000
Hasta un año	90,790	107,498
Entre uno y dos años	132,600	113,198
Entre dos y tres años	133,874	107,088
Más de tres años	213,769	181,971
Total a pagar incluyendo cargo financiero	571,033	509,755
Cargo financiero por aplicar a resultados de ejercicios futuros	(68,751)	(64,783)
Total	502,282	444,972

(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 bancario a largo plazo y en el prospecto marco del Primer Programa de Bonos Corporativos es: mantener un ratio de cobertura de deuda menor a 4.0 (3.5 al 31 de diciembre de 2014).

Con fecha 30 de enero de 2015, mediante Asamblea General de Titulares de Bonos del "Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A." se acordó modificar la sección 6.02 del Acto Marco, elevando temporalmente el límite de Deuda Financiera sobre EBITDA, pasando de 3.5 veces a 4.0 veces hasta el mes de marzo de 2017; dicho resguardo también fue modificado en el mismo sentido en todos los contratos de financiamiento que la Compañía mantiene vigentes. Ello con la finalidad de mantener flexibilidad financiera durante la implementación de sus proyectos (Quitaracsa, Nodo Energético y ChilcaPlus).

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 2015 y 2014.

17. PATRIMONIO

(a) Capital social emitido

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el capital social está representado por 601,370,011 acciones comunes, de S/.1.00 de valor nominal cada una (equivalente a US\$0.293), íntegramente suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2015, 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	43,993,457	7.15
Rimac International Cia. de Seguros y Reaseguros	31,374,191	5.22
Otros (573 accionistas)	155,523,734	25.86
Total	601,370,011	100.00

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

	2015	2014
	Nº	%
En circulación al inicio del año	601,370,011	224,297,295
Aumento por capitalización	—	377,072,716
En circulación al final del año	601,370,011	601,370,011

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 2015, la cotización bursátil (en la Bolsa de Valores de Lima) por acción fue de S/.8.10 (S/.10.30 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 ganancias 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 2015, se encuentra pendiente de aprobación por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas la transferencia de 10% de la ganancia neta del ejercicio 2014. La Compañía ha transferido un importe de US\$14,425 a la reserva legal que corresponde a la parte faltante para llegar a la quinta parte del capital.

(d) Resultados acumulados

De acuerdo con lo señalado por la Ley No. 30296 del 31 de diciembre de 2014, que entro en vigencia el 1 de enero de 2015, se modificó la Ley del Impuesto a la Renta, estableciéndose que las personas jurídicas domiciliadas que acuerden la distribución de dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades, aplicaran las siguientes tasas (i) 6,8% por los ejercicios 2015 y 2016, (ii) 8% por los ejercicios 2017 y 2018, y (iii) 9,3% por los ejercicios 2019 en adelante, 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.

En octubre de 2015, la Junta General de Accionistas aprobó por unanimidad modificar la política de dividendos de la Compañía acordándose, entre otros, con respecto a la base de distribución, se tomará en cuenta en primer lugar a los resultados obtenidos hasta el 31 de diciembre de 2014, y cuando estos se agoten, con cargo a los resultados obtenidos a partir del 1 de enero de 2015.

Durante el ejercicio 2015 se acordó distribuir dividendos por US\$49,655 que corresponde al saldo de los dividendos de 2014 y un adelanto de dividendos del 2015. Durante el ejercicio 2014 se pagó dividendos por US\$41,700 como sigue:

Fecha del Acuerdo de Directorio o Junta Obligatoria Anual de Accionistas	Ejercicio	Dividendo total US\$000	Dividendo por acción común US\$000
2015:			
17 de noviembre	Adelanto del ejercicio 2015	30,015	0.0499
16 de marzo	Saldo del ejercicio 2014	19,640	0.0327
Total		49,655	
2014:			
11 de noviembre	Adelanto del ejercicio 2014	21,630	0.0360
18 de marzo	saldo del ejercicio 2013	20,070	0.0334
Total		41,700	

18. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

La Compañía utiliza contratos swap y forwards para cubrir el riesgo de cambios en tasas de interés, tipos de cambio y variaciones del precio de diésel. Los efectos de la contabilización de los instrumentos financieros derivados que mantiene la Compañía al 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
	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	(17,452)	(4,794)	379	1,352	(1,742)	152
Contrato swap - Commodity	(1,639)	—	—	—	(1,180)	—
Contrato forward - Préstamos bancarios	4,261	—	41	—	4,327	—
Contrato swap - Proyecto Quitaracsa	—	(1,795)	—	—	1,256	1,447
Contrato swap - Préstamo Sindicado	—	—	—	(202)	—	138
Total	(14,830)	(6,589)	420	1,150	2,661	1,737
Total activo	4,261	—				
Total pasivo	(19,091)	(6,589)				

La variación en 2015 de los instrumentos financieros derivados por contrato swap 1ra., 2da., y 7ma. de emisión de bonos que se reconoce en los resultados del año incluye US\$10,021, que se presentan en el rubro diferencia en cambio, neto, del estado de resultados.

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 intercambié 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%	2.8060	09/06/18
BBVA Continental	Séptima emisión	42,420	7.5938%	15,043	5.9738%	2.8199	03/12/20

La ganancia generada en los cross currency swaps liquidados durante 2015 fue de US\$379 (US\$1,352 en 2014), que se presenta en el rubro Ganancia neta por instrumentos financieros derivados.

Instrumento financiero derivado relacionado a Préstamos de Corto Plazo

En noviembre y diciembre de 2015, para cubrirse de las fluctuaciones de tipo de cambio de los préstamos de corto plazo en nuevos soles (S/.403 millones), la Compañía contrató forwards de moneda con instituciones financieras locales.

Institución financiera	Monto de emisión S/000	Tasa de interés	Monto pactado US\$000	Forward	Vencimiento
				Tipo de cambio fijado	
Scotiabank	166,400	5.44%	50,000	3.412	16/05/2016
Banco de Crédito	236,600	5.29%	70,000	3.558	05/12/2016

Instrumento financiero derivado relacionado a Préstamo de Largo Plazo

En diciembre 2015, para cubrirse de las fluctuaciones de tipo de cambio de los préstamos de corto plazo en nuevos soles (S/.237.7 millones), la Compañía contrató un instrumento financiero derivado denominado "Cross Currency Swap", para fijar el tipo de cambio de los pagos de capital e intereses durante la vigencia del préstamo.

Institución financiera	Monto de emisión S/000	Tasa de interés	Monto pactado US\$000	Swaps		Vencimiento
				Tasa de interés	Tipo de cambio fijado	
Scotiabank	237,650	6.013%	70,000	0.84%	3.395	28/12/2017

Instrumento Financiero derivado relacionado a la compra de Combustible

En setiembre 2015, en el marco de la construcción del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú, la Compañía suscribió un contrato de compra futura de 105,000 barriles de petróleo Diesel B5 S50, siendo el precio pactado para esta adquisición el de ULSD (precio internacional) más un margen por barril. En noviembre 2015, con la finalidad de mitigar las posibles variaciones en el precio del petróleo, la Compañía contrató un "Commodity Swap Transaction" con el banco Citibank.

Instrumento financiero derivado relacionado al Proyecto Quitaracsa

En el 2011, para cubrirse de las fluctuaciones en el tipo de cambio de las obligaciones en 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. Este instrumento venció en 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. Estos instrumentos vencieron en febrero y agosto 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:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Ventas de energía	419,322	364,912
Ventas de potencia	185,855	172,643
Ventas de peaje	94,119	69,814
Compensaciones D.U. N° 049	11,080	6,027
Otros ingresos	3,346	5,485
Total	713,722	618,881

20. COSTO DE VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

	2015 US\$000	2014 US\$000
Consumo de combustibles	161,697	146,570
Compra de energía, potencia y peaje	146,497	102,224
Cargas de personal	16,073	15,670
Consumo de suministros y repuestos	4,224	4,541
Derecho de usufructo y aporte social (Nota 1 (c))	3,949	3,949
Aporte 1% Empresas Eléctricas	5,750	5,287
Mantenimiento de equipos industriales	6,573	6,541
Otros gastos de generación	16,696	21,184
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación (Nota 11 (f))	48,544	45,682
Amortización (Nota 12 (c))	2,035	2,114
Desvalorización de inventarios (Nota9)	4,570	—
Otros	682	50
Total	417,290	353,812

21. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Para los años terminados el 31 de diciembre, gastos de administración se componen de lo siguiente:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Cargas de personal	13,965	13,839
Servicios prestados por terceros	4,542	5,660
Servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica	770	770
Tributos	625	675
Cargas diversas de gestión	1,073	2,474
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación (Nota 11 (f))	1,045	948
Amortización (Nota 12 (c))	203	268
Otros	856	2
Total	23,079	24,636

22. GASTOS FINANCIEROS

Para los años terminados el 31 de diciembre, los gastos financieros se componen de lo siguiente:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Intereses de arrendamiento financiero	20,955	25,366
Intereses de bonos	8,695	10,310
Intereses de préstamos	840	888
Otros	49	289
Total	30,539	36,853

23. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

(a) Régimen tributario del impuesto a las ganancias

(i) Convenio de estabilidad jurídica

La Compañía mantuvo 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 por un periodo de diez años. La tasa del impuesto a las ganancias fijada para los diez años del convenio era del 30%.

Con fecha, 1 de setiembre de 2015, mediante sesión de Directorio se aprobó la renuncia al Convenio de Estabilidad Jurídica de fecha 20 de diciembre de 2012. Con fecha, 9 de noviembre de 2015, la Compañía presentó a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSIÓN, la renuncia al Convenio de Estabilidad Jurídica de fecha 20 de diciembre de 2012. Por lo tanto, la Compañía desde el 1 de enero

de 2015 se regirá de acuerdo a la Ley que Promueve la Reactivación de la Economía, mediante la cual se modifica gradualmente la tasa de impuesto a las ganancias aplicables. Ver acápite (ii).

El efecto de la renuncia al convenio de estabilidad jurídica sobre los estados financieros del año 2015, dieron como resultado el cambio en la tasa para la determinación de los impuestos a las ganancias (ver acápite (ii)); como resultado de este cambio la Compañía registro una disminución en el gasto y pasivo de impuesto a las ganancias diferido de US\$13,168 (Nota 24).

(ii) Tasas de impuesto

La tasa de impuesto a las ganancias de las personas jurídicas domiciliadas en Perú se determinará aplicando sobre su ganancia neta las siguientes tasas:

Ejercicios gravables	Tasas
2014	30%
2015–2016	28%
2017–2018	27%
2019 en adelante	26%

Las personas jurídicas domiciliadas en Perú se encuentran sujetas a una tasa adicional, según se describe en el cuadro de abajo, 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.

Ejercicios gravables	Tasas
2014	4.1%
2015–2016	6.8%
2017–2018	8.0%
2019 en adelante	9.3%

(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\$59), 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\$1,761) y hubieran efectuado transacciones con entidades relacionadas en un monto superior a S/.1,000 (equivalente a US\$293). 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 2014, y están realizando el respectivo estudio por el año 2015.

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 2015 y 2014, en relación a los precios de transferencia.

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

Con posterioridad al 31 de diciembre 2015 no se han presentado cambios significativos al régimen de impuesto a las ganancias en Perú, que tuvieran efectos en estos estados financieros. Las normas e interpretaciones vigentes al 31 de diciembre 2015 han sido consideradas por la Gerencia en la preparación de los estados financieros.

(v) Situación tributaria de la Compañía

Las declaraciones juradas del impuesto a la renta del ejercicio, 2011 a 2014 y la que se presentará por el ejercicio 2015 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.

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 pudiera 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 2015 y 2014.

(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:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Impuesto a las ganancias corriente	38,299	43,664
Impuesto a las ganancias de ejercicios anteriores	226	(777)
Impuesto a las ganancias diferido (Nota 24)	12,689	18,310
Total	51,214	61,197

El impuesto a las ganancias corriente estimado corresponde al impuesto por pagar, calculado aplicando una tasa de 28% 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 2015 y 2014, 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):

	2015		2014	
	US\$000	%	US\$000	%
Ganancia antes de impuesto a las ganancias	232,670	100.00	198,765	100.00
Impuesto a las ganancias calculado según tasa tributaria	65,148	28.00	59,630	30.00
Efecto tributario sobre adiciones (deducciones):				
Gastos no deducibles	2,205	0.95	868	0.44
Multas SUNAT	21	0.01	12	0.01
Donaciones	176	0.08	400	0.20
Efecto en cambio de tasa (Nota 24)	(13,168)	(5.66)	—	—
Otros ajustes	(3,168)	(1.36)	287	0.14
Impuesto a las ganancias corriente y diferido según tasa efectiva	51,214	22.02	61,197	30.79

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

Al 31 de diciembre de 2015, el saldo deudor con la Administración Fiscal relacionado con el impuesto a las ganancias es US\$3,957, mientras que al 31 de diciembre de 2014 se tuvo un saldo acreedor de US\$6,925.

24. PASIVO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS DIFERIDO

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

2015	Adiciones / Recuperos				
Diferencias temporarias	Saldos iniciales US\$000	Resultado del ejercicio US\$000	Efecto en cambio de tasa US\$000	Resultados acumulados US\$000	Saldos finales US\$000
		(Nota 23)	(Nota 23 (a))		
Pasivo:					
Tasa de depreciación y amortización menor que la tributaria	102,179	31,681	(13,168)	—	120,692
Otros	422	(422)	—	—	—
Activo:					
Instrumentos financieros derivados	(1,752)	(2,930)	—	1,239	(3,443)
Desvalorización de inventarios	—	(1,289)	—	—	(1,289)
Otros	—	(1,183)	—	—	(1,183)
Pasivo diferido, neto	100,849	25,857	(13,168)	1,239	114,777

2014	Adiciones / Recuperos			
Diferencias temporarias	Saldos iniciales US\$000	Resultado del ejercicio US\$000	Resultados acumulados US\$000	Saldos finales US\$000
		(Nota 23)		
Pasivo:				
Tasa de depreciación y amortización menor que la tributaria	83,865	18,314	—	102,179
Otros	426	(4)	—	422
Activo:				
Instrumentos financieros derivados	(2,497)	—	745	(1,752)
Pasivo diferido, neto	81,794	18,310	745	100,849

25. GANANCIA NETA POR ACCIÓN

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:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Ganancia neta atribuida a los accionistas comunes	181,456	137,568
Promedio ponderado del número de acciones comunes:		
En circulación al inicio del período:	601,370,011	224,297,295
Emitidas por aumento de capital (9 meses de vigencia)	—	282,804,537
En circulación durante el período:	601,370,011	507,101,832
Ganancia básica y diluida por acción común en US\$	0.302	0.271

26. TRANSACCIONES NO MONETARIAS EN EL 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:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Adquisición de propiedades, planta y equipos a través de arrendamientos financieros	220,463	86,820
Capitalización de anticipos otorgados	—	11,646
Total	220,463	98,466

27. COMPROMISOS

(a) Contratos de venta vigentes

Al cierre del 31 de diciembre de 2015, la Compañía mantiene los siguientes contratos de venta vigentes:

		Duración del contrato	Potencia contratada	
			Hora punta (MW)	Hora fuera de hora punta (MW)
Contratos licitación (2014-2025)				
Edelnor	Convocatoria - ED-01	8 años	159.29	159.29
Edelnor	Convocatoria - ED-02	10 años	83.35	83.35
Edelnor	Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	25.78	25.78
Luz del Sur	Convocatoria - ED-01	8 años	103.48	103.48
Luz del Sur	Convocatoria - ED-02	10 años	57.19	57.19
Luz del Sur	Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	17.28	17.28
Edecañete	Convocatoria - ED-01	8 años	3.81	3.81
Electrosur	Convocatoria - ED-02	10 años	9.44	9.44
Electrosur	Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	3.06	3.06
Electrosureste	Convocatoria - ED-01	8 años	12.81	12.81
Electrosureste	Convocatoria - ED-02	10 años	12.97	12.97
Electrosureste	Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	4.01	4.01
Electropuno	Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	2.69	2.69
Seal	Convocatoria - ED-01	8 años	23.51	23.51
Seal	Convocatoria - ED-02	10 años	14.88	14.88
Seal	Convocatoria - ED-03	11 años y 2 meses	4.42	4.42
Electronoroeste	Convocatoria - ED-01	8 años	13.85	13.85
Electronoroeste	Convocatoria - ED-02	10 años	8.70	8.70
Electronoroeste	Convocatoria - ED-01	8 años	8.60	8.60
Hidrandina	Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	18.12	18.12
Electronorte	Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	12.86	12.86
Electronoroeste	Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	9.01	9.01
Electrocentro	Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	10.74	10.74
Coelvisac	Convocatoria - HDNA	8 años y 2 meses	0.38	0.38
			620.23	620.23
Contratos licitacion corto plazo (2013-2017)				
Edelnor	2014-2017	4 años	150.00	150.00
			150.00	150.00
Contrato bilateral				
Electronoroeste		3 años	10.00	10.00
ElectroUcayali		2 años	23.00	23.00
Hidrandina		13 meses	8.00	8.00
Edelnor		24 meses	40.00	40.00
			81.00	81.00
Total regulados			851.23	851.23
Southern Perú Cooper Corporation		20 años	207.00	207.00
Quimpac S.A.		16 años	20.00	56.00
Panasa		13 años	12.00	12.00
Minera Bateas S.A.C.		15 años	3.50	3.50
Nyrstar Coricancha (ex San Juan)		10 años	5.00	5.00
Universidad de Lima		10 años y 8 meses	2.80	3.00
Antapaccay (Xstrata Tintaya)		10 años	21.00	21.00
Manufactura Record S.A.		10 años y 6 meses	0.25	1.30
Minera Las Bambas		10 años y 10 meses	98.00	98.00
Minera Santa Luisa		15 años	1.00	4.00
Owens Illinos Perú 2		7 años y 9 mes	12.00	12.00
Industrial Papelera Atlas		5 años	1.20	2.00
Antamina		15 años	150.00	150.00
Apumayo		4 año y 11 meses	1.15	1.50
Papelera del Sur		4 años	4.50	4.50

>

	Duración del contrato	Potencia contratada	
		Hora punta (MW)	Hora fuera de hora punta (MW)
Linde Gas Perú	3 años	2.70	2.70
Votoramint Metais - Cajamarquilla S.A.	1 año y 10 meses	110.00	—
Cerámica Lima S.A.	5 años	3.80	3.80
Esmeralda Corp.	3 meses	4.00	5.00
Banco de Crédito del Perú	10 años	1.65	3.25
Celec EP	5 meses	40.00	40.00
Total libres		701.55	635.55
Total contratos (Regulados + Libres)		1,552.78	1,486.79

(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 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) US\$14,430, por licitación de proyectos.
- 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 2015, la Compañía tiene las siguientes contingencias:

(a) 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\$463), los cuales han sido reconocidos por la Compañía al 31 de diciembre de 2015 (US\$528 al 31 de diciembre de 2014) Según sus asesores legales, el monto provisionado por la Compañía es suficiente.

(b) 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 N° 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\$1,242), los cuales han sido reconocidos por la Compañía al 31 de diciembre de 2015 (US\$1,424 al 31 de diciembre de 2014), 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\$298 y US\$297 en 2015 y 2014, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los pagos mínimos futuros de arrendamiento son como sigue:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Menos de un año	303	304
Entre uno (1) y cinco (5) años	1,211	1,222
Más de cinco (5) años	2,699	3,109
Total	4,213	4,635

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los pagos mínimos futuros de arrendamiento relacionado al contrato de usufructo de la Central Hidroeléctrica de Yuncán (Nota 1(c.ii)) son como sigue:

	2015 US\$000	2014 US\$000
Menos de un año	6,547	6,716
Entre uno (1) y cinco (5) años	23,370	24,260
Más de cinco (5) años	6,798	11,802
Total	36,715	42,778

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 2015, el gasto acumulado relacionado directamente con la protección del medio ambiente ascendió a US\$957 (US\$1,213 en el 2014).

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.



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 los siguientes cuadros.

Cuadro B1 Autorizaciones y concesiones de generación

Norma legal	Fecha de publicación	Unidad de generación
Resolución Ministerial 115-97-EM/DGE <i>Modificada por las siguientes resoluciones:</i>	04/04/1997	C.T. Ilo
Resolución Ministerial 394-97-EM/VE	04/10/1997	
Resolución Ministerial 538-97-EM/VME	19/12/1997	
Resolución Ministerial 571-2012-MEM/DM		
Resolución Ministerial 235-2015-MEM/DM	21/05/2015	
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME <i>(modificada posteriormente según se detalla a continuación)</i>	10/06/1998	C.T. Ilo21
Resolución Ministerial 395-2000-EM/VME <i>(modifica la Resolución Ministerial 265-98-EM/VME)</i>	17/10/2000	
Resolución Ministerial 340-2005-MEM/DM	02/09/2005	C.T. ChilcaUno (Primera, Segunda, Tercera, Cuarta, Quinta y Sexta Unidad)
Resolución Ministerial 608-2006-MEM/DM	07/01/2007	
Resolución Ministerial 024-2008-MEM/DM	25/01/2008	
Resolución Ministerial 179-2010-MEM/DM	29/04/2010	
Resolución Ministerial 011-2015-MEM/DM	24/01/2015	
Resolución Suprema 059-2005-EM ⁽¹⁾	12/10/2005	C.H. Yuncán
Resolución Suprema 023-2002-EM ⁽²⁾ <i>Modificada por las siguientes resoluciones:</i>	13/06/2002	C.H. Quitaracsa
Resolución Suprema 017-2004-EM ⁽³⁾	15/03/2004	
Resolución Suprema 005-2010-EM ⁽⁴⁾	03/02/2010	
Resolución Ministerial 488-2015-MEM/DM ⁽⁵⁾	12/11/2015	
Resolución Ministerial 546-2011-MEM/DM	09/01/2012	C.T. Reserva Fría de Generación – Planta Ilo
Resolución Ministerial 229-2015-MEM/DM	20/05/2014	Nodo Energético en el Sur del Perú Planta N° 2 – Región Moquegua

(1) 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.

(2) 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.

(3) Mediante esta resolución 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 de las empresas 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.

(4) 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 empresa, su posición en el contrato de concesión referido en la Resolución Suprema anterior.

(5) Mediante esta Resolución Ministerial de fecha 12 de noviembre de 2015, se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras, siendo la Puesta en Operación Comercial el 31 de diciembre de 2015.

Cuadro B2 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 ⁽¹⁾ 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 ⁽²⁾	27/05/2006	C.H. Yuncán (SE Santa Isabel)–SE Carhuamayo Nueva
Resolución Suprema 068-2006-EM, modificada por la	12/11/2006	SE ChilcaUno–SE Chilca 220 kV
Resolución Suprema 021-2007-EM	26/05/2007	
Resolución Suprema 086-2011-EM	06/11/2011	
Resolución Ministerial 494-2015-MEM/DM	18/11/2015	Ampliación CT Chilca 1–SE Chilca1
Resolución Suprema 011-2013-EM modificada por la	02/03/2013	SE Quitaracsa–SE Kiman Ayllu 220 kV
Resolución Suprema 091-2014-EM	24/12/2014	
Resolución Suprema 010-2015-EM	16/04/2015	SE Ilo 4–SE Montalvo

(1) SE: Subestación.

(2) 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.

Cuadro B3 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.
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.



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

Denominación:	EnerSur S.A.
Ejercicio:	2015
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 2015, EnerSur S.A. ha implementado las siguientes acciones para mejorar el cumplimiento de las prácticas de buen gobierno corporativo:

1) Creación de *links* especiales y destacados (*banners*) en la web de la compañía (www.enersur.com.pe) a través de los cuales se difunde la información relativa a la más próxima o más reciente Junta de Accionistas, desde la convocatoria, información que se pone a disposición de los accionistas, hasta los acuerdos que constituyen hechos de importancia.

2) Como parte de nuestros procedimientos de control documentario, que forman parte de los requisitos de las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001 y del programa del control interno del Grupo ENGIE (INCOME), se implementaron y actualizaron durante el año 2015 (en algunos casos sólo confirmando su contenido, previamente elaborado) más de 500 documentos (procedimientos, documentos del sistema de gestión); mencionamos a continuación pocos ejemplos de los nuevos documentos incorporados en el 2015:

- Política de Riesgo de Contraparte (procedimiento local).
- Modelo de Contratos (incluyendo cláusula ética).
- Manual de Gestión de Crisis (nueva versión optimizada).
- Manual de Respuesta a Emergencias y Contingencias (nueva versión optimizada).

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 Superintendencia del Mercado de Valores (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 (investor.relations@enersur.com.pe) y por teléfono (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 1 de octubre del 2015, 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 1 de octubre del 2015, 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. La distribución se efectuará primero con cargo a los resultados acumulados obtenidos hasta el 31 de diciembre de 2014 y, cuando estos se agoten, con cargo a los resultados obtenidos a partir del 1 de enero de 2015.

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

Fecha de aprobación	01/10/2015
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) La distribución se efectuará primero con cargo a los resultados acumulados obtenidos hasta el 31 de diciembre de 2014 y, cuando estos se agoten, con cargo a los resultados obtenidos a partir del 1 de enero de 2015.</p> <p>d) Con cargo a los resultados según el orden señalado en el literal c) anterior, se repartirá cada año una suma equivalente al treinta por ciento (30%) de las utilidades anuales disponibles, según éstas sean determinadas en cada ejercicio anual, a contar del ejercicio 2015, o un porcentaje mayor si así se estimara conveniente.</p> <p>e) 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>f) El cumplimiento de la política de dividendos se encuentra condicionada a las utilidades que realmente se obtengan y a los resultados acumulados que efectivamente existan.</p> <p>g) El Directorio de la Sociedad podrá acordar la distribución de dividendos a cuenta de acuerdo a balances periódicos. La distribución se efectuará con cargo a los resultados según el orden señalado en el literal c) anterior.</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\$	0.08256742	0	0.06934129	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:

	Si	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 elegirá 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
27/02/2015	16/03/2015	Oficinas EnerSur S.A.		X		X	94.61	11	95.6715	0.015	4.329
26/05/2015	11/06/2015	Oficinas EnerSur S.A.		X		X	93.50	6	100	0	6.500
14/09/2015	01/10/2015	Oficinas EnerSur S.A.		X		X	89.50	6	100	0	10.5

(*) 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	X	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
Gilda Spallarossa	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			
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.	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 Cáncer. (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	
Gilda Spallarossa	01/04/2015	
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)		Entrega de acciones	
Directores independientes		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	13
Número de sesiones en las que se haya prescindido de convocatoria ^(*)	0
Número sesiones en las cuales no asistió el Presidente del Directorio	0
Número de sesiones en las cuales uno o más directores fueron representados por directores suplentes o alternos	3
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
Manlio Alessi * fue Presidente del Directorio hasta la Sesión de Directorio del 10/11/2015, donde se nombró a Philip De Cnudde como nuevo Presidente del Directorio. Luego participó a las sesiones de Directorio como Director.	100.00%
PhilipDe Cnudde *** nuevo Presidente del Directorio según designación en la Sesión de Directorio del 10/11/2015. Antes de esa fecha participó como Director.	100.00%
André de Aquino Fontenelle Canguçu	72.72%
Jan Sterck	100.00%
Carlos Hernán Ruiz de Somocurcio Escribens	100.00%
Jaime Cáceres Sayán	100.00%
José Ricardo Martín Briceño Villena	91.00%

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			
Información confidencial			

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		
Comité de Gobierno Corporativo		

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	16/03/2011		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
Gilda Spallarossa	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
Gilda Spallarossa	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 Martin 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	
Gilda Spallarossa (Director Alterno del Director Titular Jan Sterck).	Gerente Legal	01/04/2015	

(*) 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	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
----	-------------------------------------	----	--------------------------

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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	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?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	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?	✗		
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?	✗		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?		✗	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
 ☐ 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

b. Indique si la sociedad cuenta con un Auditor Interno Corporativo.

☐ Sí
 ☒ No
 ☐ 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	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%
Beltrán, Gris y Asociados S.C.R.L, miembro de Deloitte, Touche, Tohmatsu	Dictamen de información financiera	2015	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 S.A.

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%	566	4.92%
Entre 1% y un 5%	7	20.95%
Entre 5% y un 10%	2	12.36%
Mayor al 10%	1	61.77%
Total	576	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

X

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 octubre de 2015.
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.



Información corporativa

Las divisiones que componen este anexo 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.

C.1 Capital humano

C.1.1 Dotación de personal

Al final de 2015, el personal de EnerSur ascendió a 490 personas, conformado de la siguiente manera: 7 personas de la plana gerencial (gerente general y 6 reportes directos) y 483 colaboradores.

C.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, preparamos a los colaboradores para los desafíos futuros y para mantener un alto grado de compromiso con la empresa.

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 y planes de desarrollo.

- 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”, “Somos energía”, “Jóvenes ingenieros” y “Women in Energy” orientados a promover el empleo en el país y la incorporación de jóvenes talentos que puedan crecer y desarrollarse en la organización.

C.1.3 Convenio colectivo con el sindicato

Durante el 2015 se mantuvieron las buenas relaciones con el sindicato y se cumplieron los compromisos del convenio colectivo.

C.2 Business Quality

Durante 2015, EnerSur trabajó en sus sistemas de control interno y de mejora continua para adaptarlo a las nuevas exigencias de crecimiento de la compañía.

Al respecto se ejecutó un programa de capacitación para los integrantes de la comunidad Business Process Owners (BPO) y ayudarlos a mejorar en la gestión de sus procesos de implementación de estándares de control interno, tales como:

- Administración de Sistemas de Control Industrial; para mejorar la seguridad informática en el funcionamiento de las plantas de generación eléctrica.
- Seguridad de Procesos Operacionales (Process Safety); para mejorar la seguridad de los equipos industriales y disminuir aún más el riesgo de ocurrencia de accidentes industriales.
- Administración de Proyectos Industriales; para asegurar la implementación de las mejores prácticas en el desarrollo, construcción e implementación de proyectos de generación eléctrica.

- Ética Corporativa; para mejorar el cumplimiento de los estándares éticos en los casos de:

- (i) aplicación de la Política de Embargo para la contratación de proveedores internacionales
- (ii) contratación y gestión de servicio a cargo de “*business consultants*”
- (iii) respeto de Derechos Humanos tanto en las operaciones de la empresa como en los proyectos industriales.

C.3 Gestión de calidad

Desde 2004, EnerSur cuenta con la certificación ISO 9001 para sus procesos de generación y de 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 2015 se incluyó la C.T. de Reserva Fría Ilo31 en el alcance de este Sistema de Gestión Calidad y se trabajó para consolidar el funcionamiento de estas centrales según los requisitos de la norma ISO 9001.

C.4 Gestión ambiental

La política y la carta ambiental de ENGIE 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) para el otorgamiento de derecho de uso de área acuática para el área de captación de agua de mar de la C.T. Ilo1. EIA de C.T. Ilo21 su línea de transmisión y muelle. EIA de C.H. Yuncán. EIA de C.T. ChilcaUno, de su ampliación y de su emisor submarino. EIA de C.H. Quitaracsa. EIA de C.T. Nodo Energético del Sur Planta Ilo.
- Planes de Manejo Ambiental (PMA) de la interconexión de sub estaciones y 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, de la C.T. de Reserva Fría de Generación Planta Ilo y de la C.H. Quitaracsa para la optimización y modificación de sus componentes auxiliares.
- Planes de Manejo Ambiental (PMA) de la adecuación a los estándares de calidad ambiental del agua de la C.T. Ilo1, de la C.T. Ilo21 y C.H. Yuncán.
- Planes de Manejo Ambiental (PMA) para la adecuación de vertimientos y reuso residual (PAVER) de la C.T. Ilo1 e Ilo21.
- Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de la modificación de la línea de transmisión Chilca Uno.
- Informes Técnicos Sustentatorios (ITS) de la Ampliación de la C.T. ChilcaUno, de la nueva caldera vapor auxiliar de la C.T. Ilo1, de una caldera de vapor auxiliar en la C.T. Ilo21, de la modificación de la Toma San Mateo de la C.H. Quitaracsa.

C.4.1 Permisos ambientales y de aguas

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 uso, agua desalinizada, adecuación a estándares de calidad de agua y de vertimientos. Todo ello en

coordinación con las autoridades competentes: la Autoridad Nacional del Agua (ANA), el Ministerio de Energía y Minas; y el Ministerio del Ambiente.

En el 2015, se obtuvo el derecho de uso de área acuática para el área de captación de agua de mar de la C.T. Ilo1 para lo cual se presentó, entre otros, el EIA del área de captación de agua de mar, el cual permitió obtener en enero de 2016, en vías de regularización, la Licencia de Uso de Agua No Desalinizada y Desalinizada, aprobada mediante Resolución Directoral N° 1816-2015-ANA/AAA I C-O.

Asimismo, en enero de 2016, mediante Resolución Directoral N° 2175-ANA-AAA-CAÑETE-FORTALEZA se modificó la Licencia de uso de agua desalinizada para el Ciclo Combinado de la C.T. ChilcaUno incorporándose el sistema de conducción de agua desalinizada mediante tubería.

Asimismo, se obtuvo la Licencia de Uso de Agua para generación de energía eléctrica de la C.H. Quitaracsa, aprobada mediante la Resolución Directoral N° 880-2015-ANA-AAA-HUARMEY-CHICAMA del 1 de diciembre de 2015.

C.4.2 Monitoreo e inspección ambiental

EnerSur cumple con el monitoreo periódico de sus efluentes líquidos, cuerpos de agua receptores, 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 OEFA.

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.

C.4.3 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 2015 no se presentaron accidentes ambientales y se reportaron 19 incidentes ambientales.

C.4.4 Programa de Gestión Ambiental (PGA)

Se formula en función de los requisitos legales, EIA, PAMA, 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.

C.4.5 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 2015 se generaron 273 toneladas de residuos no peligrosos y 159 toneladas de residuos industriales peligrosos, los cuales fueron adecuadamente dispuestos en rellenos de seguridad. Se destinaron 24 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 49 toneladas de residuos no peligrosos reciclables, como papel, cartón, plásticos, vidrios, chatarra metálica, madera y neumáticos, para un adecuado aprovechamiento por empresas recicladoras.

C.4.6 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.

C.4.7 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, 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 rastros provenientes de podas y cortes de áreas verdes —por ejemplo, la cancha de fútbol de los trabajadores— son convertidos en *compost* y *humus*.

C.4.8 Reconocimientos y cambio climático

En 2015, EnerSur calificó en el programa de buenas prácticas e incentivos del OEFA por la implementación de buenas prácticas ambientales en la C.T. Ilo 1 y C.H. Yuncán. De esta forma EnerSur forma parte del ranking de excelencia de administrados del OEFA excediendo el cumplimiento de requerimientos y compromisos legales en materia ambiental.

De otro lado y con el inicio de la operación comercial de la C.H. Quitaracs, se reducirán las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un estimado de 1.8 millones de toneladas de CO₂ para un periodo de 7 años. Este proyecto ha sido validado bajo los criterios de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) para Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

C.5 Gestión de seguridad y salud ocupacional

C.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 ENGIE, siendo este el marco de su sistema de gestión SSO que abarca las actividades operativas y proyectos, cubriendo a personal propio, contratistas y terceros.

El 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.

C.5.2 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, construcción hasta la puesta en marcha, operación y posterior cierre, con la finalidad de prevenir su ocurrencia.

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 en operación y proyectos de construcción.
- Programa anual de seguridad y salud en el trabajo.

C.5.3 Competencia y capacitación

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

Durante el 2015, 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.
- Capacitaciones técnicas especializadas.
- Capacitación al Comité de Seguridad y representantes de los trabajadores
- 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.

C.5.4 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.
- Sub Comité de Seguridad Sede Ilo.
- Sub Comité de Seguridad Sede Yuncán.
- Sub Comité de Seguridad Sede Chilca.
- Sub Comité de Seguridad Sede Quitaracsa.
- Sub Comité 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.

C.5.5 Verificación y seguimiento

Para asegurarnos 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, *stress* térmico, compuestos biológicos, 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.
- Auditorías técnicas y legales.

Todas estas actividades se encuentran incluidas en nuestro Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo, cada sede elabora, controla y hace seguimiento al cumplimiento de su programa.

C.5.6 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.

C.5.7 Gestión de accidentes, incidentes y enfermedades

Es parte de nuestra política 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 2015 se han reportado cero (0) accidentes fatales, cero (0) enfermedades ocupacionales, cuatro (04) accidentes incapacitantes en operaciones y mantenimiento (O&M) y siete (07) accidentes incapacitantes en la C.H. Quitaracsa y un (01) accidente incapacitante en el proyecto Nodo Energético del Perú en Ilo.

C.5.8 Comportamiento seguro y mejora continua

Siendo el personal el eje central en la política de prevención de EnerSur, durante el 2015 se trabajó en mejorar el comportamiento y percepción de la personal con respecto a los temas de seguridad y salud ocupacional.

Para ello se realizaron:

- Capacitaciones en cultura y seguridad basada en comportamiento.
- Campañas orientadas a involucrar al personal: semana de la prevención, guardianes de la seguridad.
- Campañas de prevención y de salud ocupacional: nutrición, manejo de *stress*, exámenes médicos.

- Revisión y adecuación de procedimientos y estándares de seguridad con la participación del personal.
- Comunicación a través de avisos, boletines y *email*.
- Caminatas de seguridad de gerentes, superintendentes y jefes.
- Gestión del cambio.

C.6 Gestión social: Creciendo Juntos

C.6.1 Proyectos de responsabilidad social

Durante el 2015, EnerSur impulsó de la mano con sus comunidades la ejecución de programas de responsabilidad social y desarrollo sostenible en las zonas donde opera, beneficiando a miles de pobladores de las ciudades y centros poblados de Chilca (Lima), Huachón y Paucartambo (Pasco), Quitaracsa (Áncash) e Ilo (Moquegua).

Agroemprendimientos (Región Pasco)

Programa enfocado a mejorar la gestión agrícola de las comunidades campesinas en los distritos de Paucartambo y Huachón (Pasco). A través de esta iniciativa se fortalecen las capacidades productivas agrícolas con el fin de mejorar su eficiencia en la producción de cultivos. En el 2015 se logró con éxito poner en práctica un convenio de entrega de 8000 unidades de granadillas a una cadena de supermercados nacional.

Beneficiarios: 500 agricultores

Ejecución: 2010-2015

Experimento – Ciencia para todos (Región Lima y Moquegua)

Proyecto que busca fortalecer los conocimientos científicos de los escolares de 3°, 4° y 5° de primaria del distrito de Chilca (Lima) y de la provincia de Ilo y Mariscal Nieto (Moquegua) para que puedan construir nuevos conocimientos a través de la indagación científica.

Para ello, cada aula beneficiaria del programa contó con una caja con materiales de laboratorio, bitácoras para los escolares y guías para los docentes, los mismos que son capacitados y monitoreados. Gracias a la intervención del proyecto los avances en el tema de ciencias han sido significativos. Experimento es un proyecto internacional de educación de la fundación alemana Siemens Stiftung que en el Perú desarrolla EnerSur, en alianza con el Instituto Apoyo.

Beneficiarios: 2,771 escolares, 105 docentes

Ejecución: 2013-2015

Maratón de la Energía 2015 (Región Moquegua)

La tradicional “Maratón de la Energía” que hace 14 años organiza EnerSur con el apoyo de autoridades y la población ileña, unió una vez más a los ileños en uno de los eventos deportivos más importantes realizados al interior del país. Durante la competencia, los escolares de la provincia de Ilo compiten en las tradicionales categorías de 2.5K y 5K, la categoría 10K la corren los jóvenes y adultos de la provincia y de otras partes del sur del país. Como parte de su labor de apoyo social, EnerSur estableció un pago simbólico de inscripción para la categoría 10K. Lo recaudado de la inscripción sirvió como donación a la Liga Contra el Cáncer por su ardua labor de prevención y detección temprana del cáncer en la región Moquegua.

Beneficiarios: 1,500 escolares

Ejecución: Se realiza desde el año 2001

Programa de capacitación en soldadura (Región Moquegua)

EnerSur y el centro de formación tecnológica TECSUP otorgaron 40 becas a ileños, previamente seleccionadas con una evaluación práctica de habilidades en soldadura para participar en una capacitación de entrenamiento y homologación en soldadura y puedan desempeñarse, posteriormente, en actividades altamente calificadas de soldadura para tener un mayor ingreso económico familiar.

Durante el desarrollo del curso se les entregó a los beneficiarios implementos de seguridad necesarios para el curso de soldadura como mandiles, botines de cuero, lentes, zapatos de seguridad y tapones, entre otros materiales.

Beneficiarios: 40 personas

Ejecución: Junio-septiembre 2015

Implementación de sistema de riego tecnificado (Región Áncash)

El sistema de riego tecnificado busca contribuir a mejorar el nivel de vida de la población de Santa Rosa (Huaylas, Áncash) mediante el aprovechamiento racional del agua y suelo gracias al manejo adecuado del medio ambiente para incrementar la productividad agrícola de la zona. Asimismo, se estableció un programa de capacitación a los usuarios del proyecto de riego para el mantenimiento y manejo del sistema de riego tecnificado en la zona. Con esto se podrá irrigar 30 hectáreas de tierras agrícolas y mejorar el nivel de vida del poblador rural de la comunidad, generando fuentes de trabajo temporal y permanente a los participantes del proyecto.

Beneficiarios: 240 personas

Ejecución: Abril-agosto 2015

C.6.2 Asociación Fondo Social Yuncán

La Asociación Fondo Social Yuncán (AFSY) administra los aportes de EnerSur por el usufructo de la Central Hidroeléctrica Yuncán ubicado en la Región Pasco desde el año 2009 y los invierte en programas de carácter social en el marco de las funciones y prioridades establecidas por el Decreto Legislativo 996 y su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo 082-2008-EF. En estos siete años de funcionamiento, se implementaron proyectos de carácter social, que contribuyeron en reducir los niveles de pobreza, elevando los estándares de calidad en educación y salud en las localidades ubicadas en las zonas de influencia de la Central.

Durante el año 2015, la AFSY ejecutó 22 proyectos sociales por un monto total de S/. 3,982,431.30. Asimismo, desplegó sus esfuerzos para realizar el proceso de rendición de cuentas que consistió en comunicar a los vecinos de los distritos de Huachón y Paucartambo los montos de inversión ejecutados a la fecha y que se planean invertir en los siguientes años en sus centros poblados como Huallamayo, Acopalca, Bellavista, Chupaca, San Francisco, Auquimarca, La Victoria y Quiparacra, entre otros.

Principales proyectos durante el año 2015

- Proyecto “Construcción e Implementación de Laboratorio de Análisis de Suelos” en la Comunidad Campesina de Paucartambo, distrito de Paucartambo. Monto de Inversión: S/. 500,000
- Proyecto “Construcción del Puente Carrozable sobre el Río Molino” en el Centro Poblado de Quiparacra, distrito de Huachón. Monto de Inversión: S/. 211,216.

Ejecución: Desde el año 2009

C.7 Premios y reconocimientos

Premios Euromoney 2015

EnerSur fue elegida como la empresa mejor gestionada del sector eléctrico de la región, de acuerdo con el noveno ranking de las Compañías Mejor Gestionadas en América Latina 2015 de la revista *Euromoney*. Esta designación fue otorgada en virtud a la estrategia de negocios más convincente y coherente, mayor creación de valor para sus accionistas, mayor transparencia en sus finanzas y disponibilidad de información, mejor sistema de gobierno corporativo y fácil acceso a su gerencia.

MERCO Empresas 2015

EnerSur fue designada como la empresa con mayor reputación corporativa del sector eléctrico, de acuerdo al Ranking de Empresas 2015 de MERCO.

Memoria Anual 2015

Publicada por
EnerSur
Gerencia de Asuntos
Corporativos

Editada y diseñada por
SotomayorStudio
en base a las guías visuales
de EnerSur y ENGIE



Av. República de Panamá 3490, San Isidro
Lima - Perú
Teléfono: +51 1 616-7979
Fax: +51 1 616-7878
www.enersur.com.pe

