



Memoria Anual 2013



 **EnerSur**
GDF SUEZ
CRECIENDO JUNTOS

Memoria Anual 2013

Índice

1 Información general 4-5

1.1	Declaración de responsabilidad	6
1.2	Carta del Presidente del Directorio	8
1.3	Carta del Gerente General	10
1.4	Datos generales de EnerSur	12
1.4.1	Constitución y objeto social	13
1.4.2	Grupo económico	14
1.4.3	Capital social	16
1.4.4	Estructura y composición accionaria	17
1.4.5	Perfil del principal accionista	18
1.4.6	Licencias y autorizaciones	19
1.4.7	Reseña histórica y aspectos generales	21
1.4.8	Fechas importantes en la historia de EnerSur	23
1.4.9	Relación con el Estado	28
1.4.10	Directores titulares y alternos	29
1.4.11	Principales ejecutivos	32
1.4.12	Comité de Auditoría	35
1.4.13	Comité de Revisión de Transacciones entre Compañías Afiliadas	35

2 Manejo del negocio 36-37

2.1	Sector eléctrico	38
2.1.1	Principales normas del sector eléctrico	38
2.1.2	Cómo funciona el sector eléctrico	39
2.1.3	Nuevos contratos de EnerSur	43
2.2	Gestión comercial	45
2.2.1	Nuestros clientes	45
2.2.2	Servicio de atención al cliente	47
2.2.3	Producción de energía	48
2.2.4	Ventas por potencia y energía	50
2.2.5	Variables exógenas que afectan al negocio	51

2.3	Instalaciones de la empresa	53	3.5	Gestión de seguridad y salud ocupacional	77
2.3.1	Central Termoeléctrica Ilo1 (C.T. Ilo1)	54	3.5.1	Política de seguridad y salud ocupacional	77
2.3.2	Central Termoeléctrica Ilo21 (C.T. Ilo21)	55	3.5.2	Gestión de riesgos, planificación y prevención	78
2.3.3	Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31 (C.T. Ilo31)	56	3.5.3	Competencia y capacitación	78
2.3.4	Central Hidroeléctrica Yuncán (C.H. Yuncán)	57	3.5.4	Comunicación y participación del personal	79
2.3.5	Central Termoeléctrica ChilcaUno (C.T. ChilcaUno)	58	3.5.5	Control operativo	80
2.3.6	Subestación Moquegua	60	3.5.6	Verificación y seguimiento	80
2.3.7	Líneas de transmisión	61	3.5.7	Gestión de emergencias y crisis	81
2.4	Principales inversiones de la empresa	62	3.5.8	Gestión de accidentes, incidentes y enfermedades	81
2.4.1	Proyecto Central Hidroeléctrica Quitarcas	63	3.5.9	Comportamiento seguro y mejora continua	81
2.4.2	Proyecto Reserva Fría-Central Ilo	64	3.6	Gestión social: Creciendo Juntos	82
2.5	Procesos legales, judiciales, administrativos o arbitrales	65	3.6.1	Proyectos de responsabilidad social	82
			3.6.2	Voluntariado corporativo	90
			3.6.3	Asociación Fondo Social Yuncán	91
			3.6.4	Publicaciones externas en zonas de influencia	92
			3.7	Premios y reconocimientos	92
3	Información corporativa	66-67	4	Información financiera	94-95
3.1	Capital humano	68	4.1	Gestión financiera	96
3.1.1	Dotación de personal	68	4.1.1	Ventas netas	96
3.1.2	Política de capital humano	68	4.1.2	Costo de ventas	97
3.1.3	Convenio colectivo con el sindicato	69	4.1.3	Gastos de administración	97
3.1.4	Capacitación	70	4.1.4	Ingresos y gastos financieros	98
3.2	Business Quality	71	4.1.5	Otros ingresos y otros gastos	98
3.3	Gestión de calidad	71	4.1.6	Ganancia neta	98
3.4	Gestión ambiental	72	4.2	Financiamiento y endeudamiento	99
3.4.1	Cumplimiento de la legislación ambiental	73	4.3	Dividendos	103
3.4.2	Permisos ambientales	73	4.4	Cambios en los responsables de la elaboración y revisión de la información financiera	105
3.4.3	Monitoreo e inspección ambiental	73			
3.4.4	Gestión de accidentes e incidentes ambientales	74	Anexos	106-107	
3.4.5	Programa de Gestión Ambiental (PGA)	74	A.	Estados financieros auditados	108
3.4.6	Gestión integral de residuos	74	B.	Buen gobierno corporativo	180
3.4.7	Capacitación, sensibilización y competencia del personal en materia ambiental	75			
3.4.8	Programa de forestación	76			





1 Información general



1.1 Declaración de responsabilidad

El presente documento contiene información veraz y suficiente respecto al desarrollo del negocio de EnerSur S.A. durante el año 2013. Sin perjuicio de la responsabilidad que compete al emisor, los firmantes se hacen responsables por su contenido conforme a los dispositivos legales aplicables.

Lima, 18 de marzo del 2014

Michel Gantois
Gerente General

Eduardo Milligan Wenzel
Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano





1.2 Carta del Presidente del Directorio

A nuestros accionistas:

Para mí es un placer saludarlos y compartir con ustedes los logros alcanzados por EnerSur en el 2013.

En este último año, la economía peruana continuó en crecimiento y alcanzó un incremento del producto bruto interno (PBI) superior al 5%, en un escenario mundial en el que aún muchos países procuran salir de la crisis que ha golpeado sus economías. En ese contexto, el Perú tiene una envidiable posición para soportar un eventual trastorno económico global.

En el 2013, la producción total de energía eléctrica en el Sistema

Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ascendió a los 39,667 GWh, de los que EnerSur contribuyó con 7,719 GWh. Es decir, aproximadamente un 20% del total, casi 4.5 puntos porcentuales más que en el 2012. Hecho que demuestra el interés de EnerSur de acompañar el desarrollo económico del Perú.

Los ingresos totales registrados por EnerSur, al cierre del 2013, alcanzaron los 505 millones de dólares, lo que significa 18% más con respecto al año anterior, debido a la entrada en vigencia de nuevos contratos. Las ventas por potencia y energía a clientes regulados se incrementaron en 33% con respecto al 2012, debido al inicio de contratos bilaterales. Finalmente, la ganancia neta obtenida por EnerSur suma USD 127.4 millones de dólares, una cifra 27% mayor a la lograda en el 2012.

Hemos emprendido nuevos proyectos de generación para responder a la creciente demanda de energía eléctrica del país. Tras dos años de construcción y 220 millones de dólares de inversión, el 21 de junio del 2013 entró en operación comercial la C.T. de Reserva Fría Ilo31, con una potencia de 460 MW (con capacidad de alcanzar los 560 MW). Igualmente, en el 2013

Los ingresos totales registrados por EnerSur, al cierre del 2013, alcanzaron los 505 millones de dólares, lo que significa 18% más con respecto al año anterior, debido a la entrada en vigencia de nuevos contratos.

continuaron las obras de la central hidroeléctrica Quitaracsa de 112 MW de potencia nominal, en la provincia de Huaylas (Áncash).

A este compromiso de inversión se sumó, en noviembre del 2013, la buena pro otorgada a EnerSur para la construcción y operación de una de las dos centrales termoeléctricas del proyecto “Nodo Energético del Sur del Perú”, con una capacidad de 500 MW y una inversión estimada de 500 millones de dólares.

Con estos logros e inversiones, EnerSur reafirma su compromiso de largo plazo con el Perú de continuar trabajando por su desarrollo y el del sector eléctrico. Empeñados en utilizar tecnología moderna y estándares internacionales, con respeto hacia el medioambiente y las normas vigentes. Todo ello en

EnerSur reafirma su compromiso de largo plazo con el Perú, de continuar trabajando por su desarrollo y el del sector eléctrico.

beneficio de ustedes, nuestros accionistas, de nuestros clientes y colaboradores y de las comunidades donde estamos presentes con nuestras operaciones y proyectos.

Jan Flachet

Presidente del Directorio





1.3 Carta del Gerente General

Estimados lectores:

Es un placer saludarles en esta oportunidad en la que resumimos lo realizado en el período 2013.

EnerSur apuesta por el crecimiento a largo plazo para abastecer de energía eléctrica al usuario final, tanto a los hogares como a los principales proyectos empresariales que se desarrollen en el país. En este sentido, la C.T. de Reserva Fría Ilo31 entró en operación comercial y a disponibilidad del país dentro del plazo fijado, al tiempo que la Central Hidroeléctrica Quitaracsa continúa su construcción. Asimismo, nos encontramos estudiando nuevos desarrollos que se sumarán al reciente nuevo proyecto termoeléctrico del Nodo Energético de Ilo que se adjudicó EnerSur en noviembre del 2013.

Los resultados de nuestra estrategia del periodo 2013 muestran un alto nivel de confiabilidad y disponibilidad de nuestras instalaciones, lo que nos ha permitido responder de manera adecuada a nuestros clientes y a la demanda del mercado.

En el 2013 intervenimos en licitaciones para sumar nuevos contratos y mantener así un

balanceado portafolio de clientes regulados y libres. Así, participamos en diversas negociaciones para el corto plazo en las que suscribimos acuerdos bilaterales con Edecañete, Electroquinas, Coelvisac y Edelnor. En el mercado libre, suscribimos acuerdos con las empresas Apumayo y Papelera del Sur, y una adenda con Industrial Papelera Atlas. Finalmente, firmamos contratos libres con Alicorp, Linde Gas del Perú y Pesquera Centinela.

El crecimiento de EnerSur no es posible sin una eficiente organización y el compromiso del capital humano. El correcto desempeño de nuestros colaboradores y su compromiso con nuestros objetivos se han traducido en un importante avance de la empresa. Hemos trabajado planes de capacitación y desarrollo para propiciar el crecimiento profesional y personal de nuestros colaboradores.

Culminamos el 2013 registrando cero accidentes fatales y cero accidentes incapacitantes en las distintas sedes de la compañía y contratistas. Además, durante este periodo se cerró el convenio colectivo por tres años (2013–2015) con el sindicato, donde se incluyó el proyecto de categorización que tiene como objetivo crear una línea de carrera

para el personal técnico.

Nuestro desempeño como empresa viene generando un número creciente de reconocimientos. Del Ministerio del Ambiente obtuvimos el premio “Ecoeficiencia Empresarial 2013” por el proyecto “Reutilización de emisiones sólidas en C.T. Ilo21”. También fuimos reconocidos con el distintivo “Experiencia Exitosa 2012” de la compañía Rímac Seguros por nuestra “destacada innovación en prevención, salud ocupacional y control de riesgos en el trabajo”.

El 2013 ha sido un año exitoso para Enersur. Por ello, extendiendo mi felicitación a todos los colaboradores por colocar a nuestra empresa como un actor clave en el sector eléctrico peruano, con altos niveles de eficiencia, fieles a nuestros valores corporativos y con el compromiso que tenemos con el Perú. El 2014 será un

Los resultados de nuestra estrategia muestran un alto nivel de confiabilidad y disponibilidad de nuestras instalaciones, lo que nos ha permitido responder de manera adecuada a la demanda del mercado.

año de importantes decisiones para la economía peruana y estaremos a la altura de las circunstancias. Continuemos creciendo juntos.

Michel Gantois
Gerente General





1.4 Datos generales de EnerSur

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>

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

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

1.4.1 Constitución y objeto social

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 una serie de modificaciones 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 4010. El plazo de duración de la sociedad es indefinido.



Objeto social

EnerSur se dedica a generar, transmitir y comercializar energía eléctrica, bajo el amparo de la legislación aplicable a estas actividades. Para alcanzar esa meta puede participar en consorcios, *joint ventures* y cualquier forma de asociación empresarial permitida por las leyes peruanas, así como realizar todos los actos y contratos permitidos a las sociedades anónimas.

1.4.2 Grupo económico

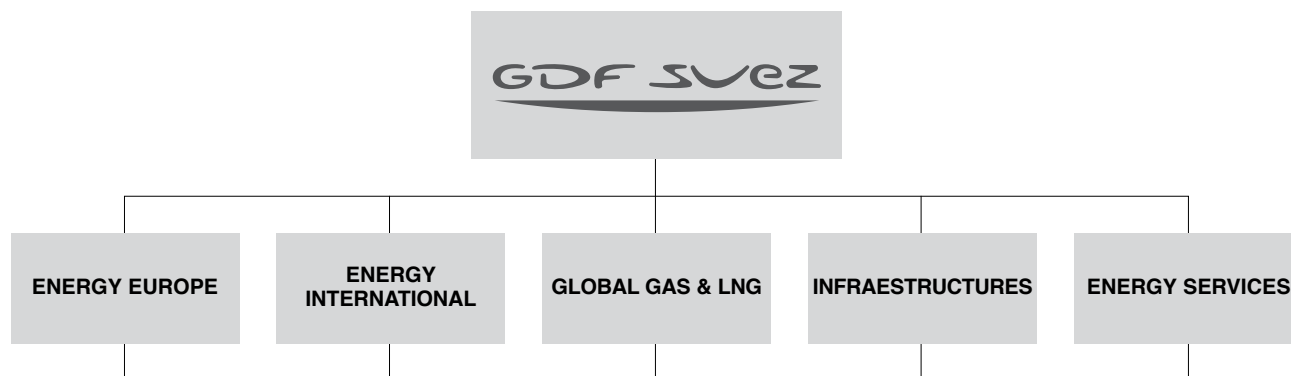
EnerSur forma parte del Grupo GDF SUEZ, un conglomerado de empresas cuya matriz es GDF SUEZ S.A. ("GDF SUEZ"), sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, que lista sus acciones en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París.

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

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

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

Gráfico 1 Unidades operativas del Grupo GDF SUEZ

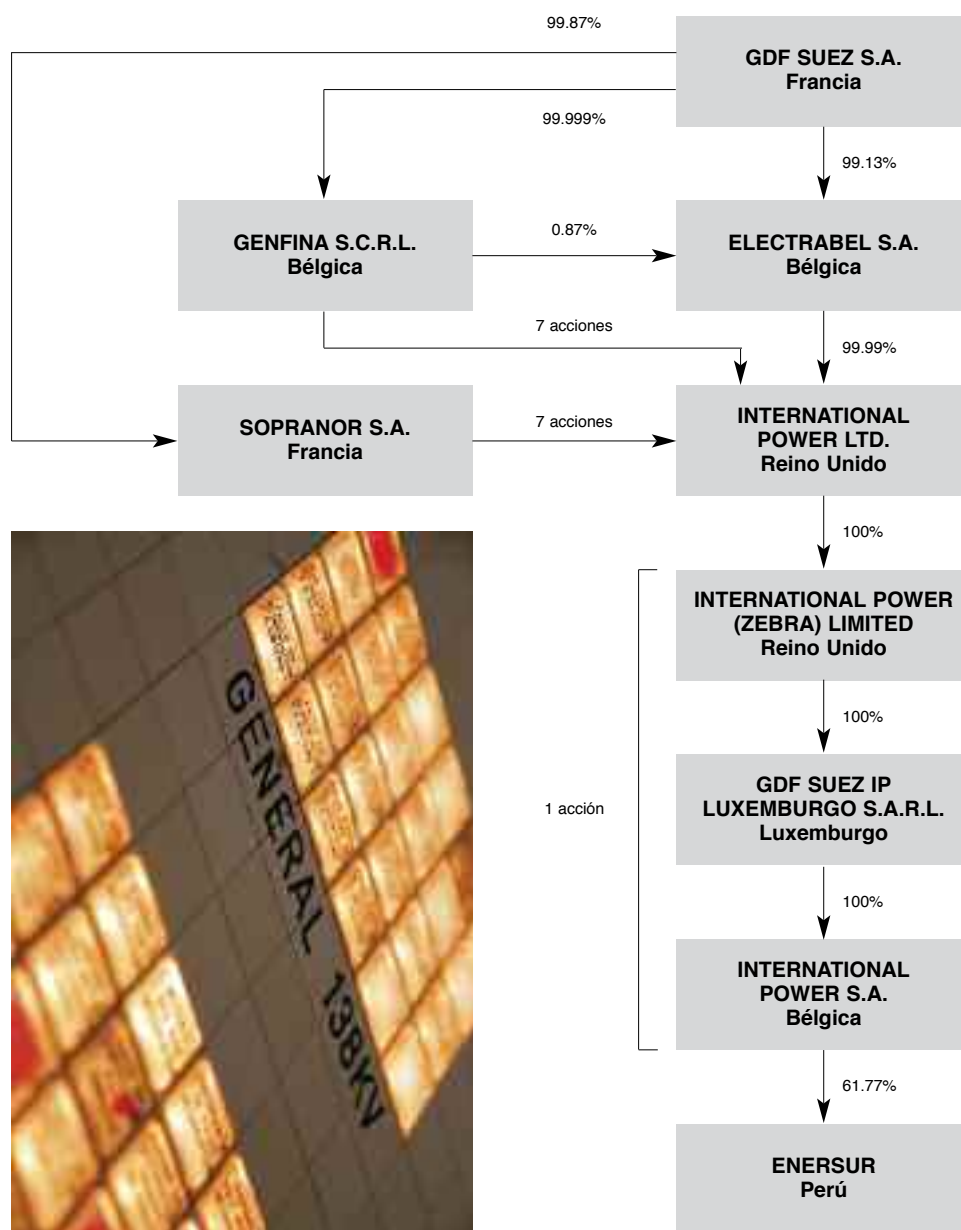


EnerSur pertenece a la unidad operativa de GDF SUEZ denominada Energy International que, a su vez, se encuentra dividida en las siguientes áreas de negocio: GDF SUEZ Energy North America, GDF SUEZ Energy Latin America, GDF SUEZ Energy UK-Europe, GDF SUEZ Energy Middle East, Turkey & Africa y GDF SUEZ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

Durante el 2012, GDF SUEZ culminó el proceso de adquisición del 100% del capital social de International Power Plc, grupo inglés que aportó importantes activos al negocio de energía. En marzo del 2013 la denominación de la citada empresa fue modificada a International Power Ltd.

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

Gráfico 2 Conformación del grupo económico y posición de EnerSur



International Power S.A. (100% propiedad del Grupo GDF SUEZ) es una sociedad constituida en el Reino Unido 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.



1.4.3 Capital social

El capital social de EnerSur asciende a 224'297,295 de Nuevos Soles (en adelante, 'soles'). Este monto es producto de un aumento de capital aprobado por la Junta General de Accionistas del 14 de febrero del 2012, mediante nuevos aportes dinerarios hasta por la suma en soles equivalente a US\$ 150'000,000.00, y las acciones emitidas como consecuencia de dicho aumento de capital social, mediante el ejercicio por los accionistas del derecho de suscripción preferente a través de dos (2) ruedas, más el proceso de asignación remanente.

Posteriormente, en sesiones de directorio del 17 de febrero y del 1 de marzo del 2012, se acordaron los términos y condiciones en que se realizaría el aumento de capital por nuevos aportes dinerarios.

Finalmente, luego de realizadas las referidas dos (2) ruedas más el proceso de asignación de remanente, se suscribió el 100% (ciento por ciento) del aumento de capital aprobado, mediante escritura pública de fecha 14 de mayo del 2012, otorgada ante el notario público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda, aumentándose el capital social de la empresa a S/. 224'297,295 soles, 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).

Del aporte de los accionistas, 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— de US\$ 140'909,091.18, que fue registrada como capital adicional de libre disponibilidad.

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.

1.4.4 Estructura y composición accionaria

El cuadro 1 presenta la participación de los accionistas en EnerSur al 31 de diciembre de 2013.

Cuadro 1 Estructura accionaria

Accionistas	Número de acciones	Porcentaje %	Nacionalidad	Grupo económico
International Power S.A.	138'553,054	61.77	Belga	GDF SUEZ
IN-FONDO 2	17'157,047	7.65	Peruana	SURA
Rímac Internacional Cia. de Seguros	11'466,698	5.11	Peruana	BRESCIA
Otros	57'120,496	25.47	Varios	
Total	224'297,295	100.00		

Cuadro 2 Composición accionaria: acciones con derecho a voto

Tenencia	Número de accionistas	Porcentaje %
Menor al 1%	439	3.86
Entre 1% y 5%	7	21.61
Entre 5% y 10%	2	12.76
Mayor al 10%	1	61.77
Total	449	100.00



1.4.5 Perfil del principal accionista

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

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

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

1.4.6 Licencias y autorizaciones

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

Cuadro 3 Autorizaciones y concesiones de generación

Norma legal	Fecha de publicación	Unidad de generación	
Resolución Ministerial 115-97-EM/DGE Modificada por las siguientes resoluciones:	04/04/1997	C.T. Ilo	(1) Mediante Resolución Ministerial 571-2012-MEM/DM se aprobó la modificación de la autorización de generación de la C.T. Ilo, concerniente a la reducción de la capacidad instalada de 260,89 MW a 238,89 MW.
Resolución Ministerial 394-97-EM/VE	04/10/1997		
Resolución Ministerial 538-97-EM/VME	19/12/1997		
Resolución Ministerial 571-2012-MEM/DM ⁽¹⁾	18/01/2013		
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME (modificada posteriormente, según se detalla a continuación)	10/06/1998	C.T. Ilo21	(2) Con fecha 9 de agosto del 2005, la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro ("Egecen") y EnerSur suscriben 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.
Resolución Ministerial 395-2000-EM/VME (modifica la Resolución Ministerial 265-98-EM/VME)	17/10/2000		
Resolución Ministerial 396-2000-EM/VME (modifica la Resolución Ministerial 265-98-EM/VME). A su vez, fue modificada por las siguientes resoluciones:	17/10/2000	C.T. ChilcaUno (Primera, Segunda y Tercera Unidad)	(3) Se aprueba la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en la C.H. Quitaracsa I a favor de S&Z Consultores Asociados S.A.
Resolución Ministerial 318-2001-EM/VME	30/07/2001		
Resolución Ministerial 340-2005-MEM/DM	02/09/2005		(4) Mediante esta resolución del 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 cede 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.
Resolución Ministerial 427-2006-MEM/DM	16/09/2006		
Resolución Ministerial 608-2006-MEM/DM	07/01/2007		
Resolución Ministerial 024-2008-MEM/DM	25/01/2008		
Resolución Ministerial 219-2009- MEM/DM	13/05/2009		
Resolución Suprema 059-2005-EM ⁽²⁾	12/10/2005	C.H. Yuncán	
Resolución Ministerial 179-2010-MEM/DM	29/04/2010	Ciclo Combinado de C.T. ChilcaUno	
Resolución Suprema N° 023-2002-EM ⁽³⁾ Modificada por las siguientes resoluciones:	13/06/2002	C.H. Quitaracsa	(5) Mediante esta Resolución Suprema del 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 cede a favor de la segunda su posición en el contrato de concesión referido en la resolución suprema anterior.
Resolución Suprema N° 017-2004-EM ⁽⁴⁾	15/03/2004		
Resolución Suprema N° 005-2010-EM ⁽⁵⁾	03/02/2010		
Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM	09/01/2012	C.T. Reserva Fría de Generación – Planta Ilo	

Cuadro 4 Concesiones definitivas de transmisión

(6) SE: Subestación.

(7) El 27 de marzo de 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 de 2006.

Concesiones de transmisión	Fecha de publicación	Líneas de transmisión
Resolución Suprema 132-98-EM	30/12/1998	1) C.T. Ilo21-SE ⁽⁶⁾ 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 ⁽⁷⁾	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 Suprema 011-2013-EM	02/03/2013	SE Quitaracs I-SE Kiman Ayllu 220 kV

Cuadro 5 Servidumbres

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



1.4.7 Reseña histórica y aspectos generales

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

Desde el inicio de sus operaciones, EnerSur ha sido subsidiaria de International Power S.A. (en ese momento, Suez-Tractebel S.A.) que fue propietaria directa e indirecta de todas las acciones con derecho a voto que representaban su capital social. International Power S.A. tomó control total de la gestión de EnerSur hasta febrero del 2004, cuando las carteras administradas por las tres AFP existentes en ese entonces, en cumplimiento de compromisos previamente acordados, suscribieron y pagaron un aumento de capital aprobado por los accionistas de EnerSur y pasaron a ser titulares (de manera conjunta) del

21.05% de su capital social. Este proceso continuó durante el 2005 y el 24 de noviembre de ese año International Power S.A. efectuó una exitosa oferta pública de venta del 17.2% de sus acciones en la Bolsa de Valores de Lima.

El 8 de septiembre del 2009, la Junta General de Accionistas de EnerSur y la Junta General de Accionistas de Quitaracsa aprobaron la fusión de ambas empresas, lo que se tradujo en que Quitaracsa, titular de una concesión definitiva de generación para la implementación de una central hidroeléctrica con una capacidad nominal aproximada de 112 MW en Áncash, fuera absorbida por EnerSur. Se trató de una fusión simple, ya que EnerSur era propietaria del 100% de las acciones de Quitaracsa.

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

Desde que inició sus operaciones, EnerSur no ha dudado en realizar inversiones importantes tanto en la generación como en la transmisión de electricidad. Su inversión de 1,500 millones de dólares (1997-2014) la coloca como la mayor compañía de generación eléctrica del Perú, con una capacidad instalada total de 1,820 MW. De esta manera, ha podido cubrir las necesidades particulares y los requerimientos de sus clientes, entre los que se encuentran varias de las industrias y empresas más importantes del país.

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

El 15 de noviembre del 2012 EnerSur puso en operación comercial el proyecto de conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, con lo que la central alcanzó una capacidad instalada total de 852 MW. En junio del 2013 entró en operación comercial la Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31, con una capacidad de 460 MW (y la posibilidad de alcanzar los 560 MW).

Actualmente, EnerSur se encuentra implementando el proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa de 112 MW en Áncash. Asimismo, construirá y operará una central termoeléctrica de 500 MW en la provincia de Ilo (Moquegua) como parte del proyecto Nodo Energético en el Sur del Perú, luego de obtener la buena pro en noviembre del 2013. Esta nueva central demandará una inversión estimada de 500 millones de dólares para entrar en operación comercial en el primer trimestre del 2017.



1.4.8 Fechas importantes en la historia de EnerSur

Septiembre de 1996:

Se constituye EnerSur (inicialmente Powerfin Perú S. A.).

Abril de 1997:

EnerSur adquiere la C.T. Ilo1 a SPCC por aproximadamente 17 millones de dólares. Al mismo tiempo, se firma un PPA por 20 años.

Julio de 1997:

Empieza a funcionar la TG1, adquirida a SPCC por aproximadamente 23 millones de dólares.

Septiembre de 1998:

Entra en funcionamiento la TG2, adquirida por aproximadamente 18 millones de dólares.

Agosto del 2000:

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

Junio del 2001:

Se produce un terremoto que deja inactiva la C.T. Ilo21 por 10 meses.

Junio y julio del 2003:

Se adjudica la subasta de la concesión de Egasa-Egesur pero, debido a problemas sociales, no se llega a completar.

Enero del 2004:

Se obtienen las certificaciones ISO 9001:2000 (Gestión de la Calidad),

ISO 14001:2001 (Gestión del Medio Ambiente) y OHSAS 18000 (Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional).

Febrero del 2004:

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

Abril del 2005:

EnerSur distribuye utilidades disponibles ascendentes a 33.6 millones de dólares y realiza un dividendo extraordinario de las utilidades de libre disposición, equivalente a 41 millones de dólares.

Septiembre del 2005:

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



Octubre del 2005:

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

Noviembre del 2005:

SUEZ-Tractebel S.A. efectúa una oferta pública de venta de acciones y logra una exitosa colocación del 17.21% de las acciones comunes de su propiedad en el capital social de EnerSur en el mercado local.

Junio del 2006:

El directorio de EnerSur aprueba la construcción de la segunda unidad de la C.T. ChilcaUno.

Diciembre del 2006:

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

Julio del 2007:

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

Noviembre del 2007:

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

120.7 millones de soles.

Diciembre del 2007:

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

Junio del 2008:

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

Julio del 2008:

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

Marzo del 2009:

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

Junio del 2009:

Se colocan la cuarta y la quinta emisiones de bonos corporativos de EnerSur S.A., por 40 millones de dólares.

Agosto del 2009:

La tercera turbina de la C.T. ChilcaUno ingresa a operación comercial.

Abril del 2010:

EnerSur se adjudica, en la primera licitación de largo plazo realizada por las empresas de distribución eléctrica, un total de 662 MW para ser

suministrados entre los años 2014 y 2025.

Junio del 2010:

Se firman los contratos EPC (por las siglas en inglés de engineering, procurement & construction), con la empresa coreana Posco Engineering & Construction Co. Ltd. (Posco), y de arrendamiento financiero, con el Banco de Crédito del Perú, para la construcción y financiamiento, respectivamente, del proyecto de conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno.

Agosto del 2010:

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

Octubre del 2010:

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

Noviembre del 2010:

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



Noviembre del 2010:

EnerSur firma con la empresa constructora JME S.A.C. el contrato de suministro y construcción de las obras civiles del proyecto de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa.

Diciembre del 2010:

EnerSur firma con el Consorcio Rainpower (RainpowerNorway A.S., Rainpower Perú S.A.C. y SteEnergyS.p.A) el contrato de suministro e instalación de equipos electromecánicos para el proyecto Quitaracsa.

Diciembre del 2010:

Se colocan las sexta y séptima emisiones de bonos corporativos de EnerSur S.A., por un total de 40 millones de dólares.

Enero del 2011:

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

Mayo del 2011:

Se firman el contrato EPC con General Electric y SANTOS CMI, así como el de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú y el BBVA Continental, para la construcción y el financiamiento, respectivamente, del proyecto “Reserva Fría de Generación–Planta Ilo”.

Setiembre del 2011:

EnerSur firma un contrato EPC con la empresa BLUE Sucursal del Perú para la construcción de la carretera de

acceso a la presa del proyecto Quitaracsa.

Diciembre del 2011:

EnerSur se adjudica un total de 60 MW en la licitación de largo plazo para el suministro de energía eléctrica a las empresas distribuidoras Luz del Sur S.A.A., Edelnor S.A.A. y Edecañete S.A., por un plazo de 10 años, en el periodo 2018-2027.

Febrero del 2012:

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

Mayo del 2012:

En una la licitación convocada por Edelnor S.A.A., EnerSur se adjudica un contrato de suministro eléctrico para abastecer una potencia de 180 MW, de enero del 2014 a diciembre del 2015, y 27 MW, de enero del 2016 a diciembre del 2017.

Junio del 2012:

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

Octubre del 2012:

Por primera vez en su vida

institucional, EnerSur supera la barrera de los 1,000 MW de producción de energía.

Octubre del 2012:

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

Noviembre del 2012:

Entra en operación comercial la turbina a vapor del ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, con lo que la capacidad nominal total de la central asciende a aproximadamente 852 MW.

Diciembre del 2012:

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

Junio del 2013:

Entra en operación comercial la Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31, con una capacidad de generación de 460 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, ubicado en Ilo, Moquegua.





1.4.9 Relación con el Estado

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

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

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

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

1.4.10 Directores titulares y alternos

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

Jan Flachet

Desde el 2003 se desempeña como director regional de GDF SUEZ Energy Latin America, división que forma parte de la unidad operacional GDF SUEZ Energy Internacional (GSEI). Conoce el sector desde 1996, cuando se desempeñó, sucesivamente, como administrador general de Litoral Gas (Argentina); vicepresidente senior a cargo de la distribución, transporte y operaciones de comercio para GSEI en todo el mundo; jefe de Desarrollo de Negocios para América del Sur y director regional para el Medio Oriente, Europa del Este y África. Es graduado en Ingeniería Electromecánica de la Universidad Católica de Lovaina (Bélgica) y ha obtenido un diploma en Administración en el Institut d'Administration et Gestion (Instituto de Administración y Gestión) de la misma universidad. También ha realizado estudios técnicos en gas en el Nederlandse Gasunie de Apeldoorn (Holanda) y seguido estudios de Administración en el Ceped del Instituto Europeo de Administración (Insead) de Fontainebleau (Francia).



Jan Flachet.



Manlio Alessi Remedi.

Manlio Alessi Remedi

Ha desempeñado diferentes funciones en el área financiera en Europa, en bancos como EBC, BBL y ING, así como en grupos industriales (entre ellos el grupo estatal italiano EFIM y Eternit) y en la Comisión Europea. En 1997 fue

Cuadro 6 Miembros del Directorio

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

designado gerente de Administración y Finanzas de EnerSur, cargo que desempeñó hasta julio del 2001. Posteriormente, de agosto del 2001 a diciembre del 2008 asumió la gerencia general de Suez Energy Andino S.A. en Chile. Su conexión con el Perú empezó en agosto del 2001, cuando fue designado delegado general de GDF SUEZ 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. Posee una licenciatura en Ciencias Económicas Aplicadas por la Universidad Católica de Lovaina (Bélgica).



*André de
Aquino
Fontenelle
Canguçu.*

André de Aquino Fontenelle Canguçu

Cuenta con una larga experiencia en el sector energía en América Latina. Ha sido Chief Financial Officer (jefe de Finanzas) de GDF SUEZ Latin America desde 2010. Antes, estuvo al mando de la gerencia de Finanzas, Administración y Contraloría de EnerSur (entre 2004 y 2010) y se ha desempeñado como gerente de Finanzas y Administración en varias empresas multinacionales. Ha ocupado puestos de gerencia en el Grupo Riverwood-Suzano (Brasil) y en Enron (Brasil y Estados Unidos) y se desempeñó en GDF SUEZ (sedes de Estados Unidos y Chile) como vicepresidente de Finanzas Corporativas y de Proyectos. Es licenciado en Administración de Empresas en 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.*

Carlos Hernán Ruiz de Somocurcio Escribens

Con una amplia experiencia en el sector banca, fue fundador y gerente general del Banco Interamericano de Finanzas (BanBif). Asimismo, asumió la gerencia general adjunta del Banco Sudamericano, fue representante del Banco de Crédito e Inversiones (BCI) de Chile y ocupó diversas gerencias en el Banco de Crédito del Perú (BCP). Además, fue gerente de créditos de la Financiera de Crédito del Perú y subgerente del BBVA Continental, entre otros cargos de importancia. Actualmente es director de empresas vinculadas a servicios financieros e 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, director del Club de la Banca y Comercio y director de Secrex. Es economista por la Universidad Católica Santa María y ha participado en varios cursos, tanto en el Perú como en el extranjero.



*Jaime Cáceres
Sayán.*

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 integrado distintos directorios. Ha sido presidente de la Confederación Nacional de Instituciones Empresariales Privadas (Confiep) y Embajador del Perú ante el Reino de España (entre 2009 y 2011). Actualmente conforma los directorios de AFP Integra, Sociedad Inmobiliaria Algarrobos S.A., Gerpal S.A.C., Hidrocañete S.A. y la Liga Peruana de Lucha Contra el Cáncer, participa de los consejos consultivos de la Universidad de Lima y la Confiep y es miembro del Acuerdo Nacional.

José Ricardo Martín Briceño Villena

Ha sido director de EnerSur del 2004 al 2010 y del 2013 a la fecha. Ha desempeñado las posiciones de presidente de la Confederación Nacional de Instituciones Empresariales Privadas (Confiep), presidente de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE) y Presidente del Directorio de las empresas del Grupo Glencore en el Perú (Perubar, Empresa Minera Iscaycruz, Empresa Minera Yauliyacu S.A. y AYSSA). Actualmente es Presidente del Directorio de la empresa agroexportadora Agrícola Don Ricardo S.A.C. y director ejecutivo de Textil del Valle S.A. Además, es director de Interbank, Ferreyros y JJC Contratistas Generales S.A., y miembro de los consejos consultivos 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.



*José Ricardo
Martín
Briceño
Villena.*

Jan Sterck

Se desempeña como director de EnerSur desde marzo del 2013. Se incorporó al grupo GDF SUEZ en 1982. Luego de 11 años de actividades en los departamentos de operaciones y mantenimiento de las centrales nucleares DOEL 3 y 4 de Electrabel, se unió a la unidad comercial de Tractebel Electricity & Gas International, cuando Tractebel S.A. iniciaba sus actividades internacionales. Ha trabajado desde 1993 en diversos proyectos de generación de energía IPP en todo el mundo, asumiendo cargos en operaciones y gestión de proyectos. En el 2006 regresó a Bruselas para ocupar 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. Con motivo de la integración con International Power, actualmente ocupa el cargo de presidente de Construcción en la actual GDF SUEZ Branch Energy International. Es graduado en Ingeniería Industrial y ha seguido cursos de Administración de Empresas en INSEAD (Francia).



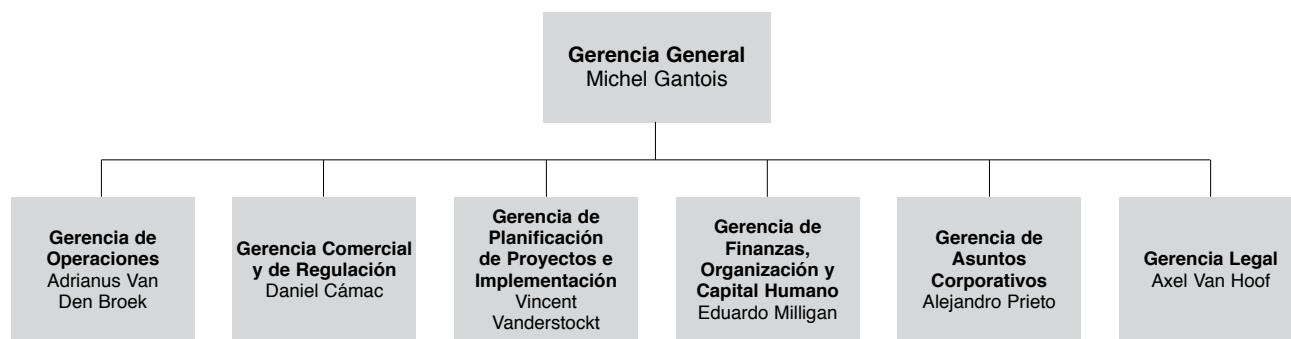
Jan Sterck.

1.4.11 Principales ejecutivos

No existe vinculación por afinidad o consanguinidad entre los directores y los funcionarios ejecutivos de EnerSur.

El organigrama muestra a los funcionarios ejecutivos de primera línea que reportan a la Gerencia General de EnerSur (Gráfico 3).

Gráfico 3 Organigrama



Michel Gantois⁸

Se desempeña desde octubre del 2013 como gerente general de EnerSur. Ha desarrollado gran parte de su carrera en la industria de la energía y la banca de inversión. Antes de unirse a GDF SUEZ fue vicepresidente de Kelson Energy, una compañía eléctrica privada de Estados Unidos y, antes de eso, ocupó el cargo de director de la oficina en Beijing (China) de Deloitte. Estuvo en Bangkok (Tailandia) en los últimos cuatro años como vicepresidente ejecutivo y director financiero de GDF SUEZ Energy Asia. También ocupó 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, que maneja 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).

Adrianus Van Den Broek

Ocupa el cargo de gerente de Operaciones de EnerSur desde agosto del 2012 y anteriormente se desempeñó 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. Desde hace seis años forma parte del grupo GDF SUEZ, desempeñándose en las jefaturas de Mantenimiento y de

(8) Mediante hecho de importancia de fecha 4 de octubre del 2013, EnerSur informó que el Sr. Michel Gantois ejercería el cargo de gerente general.



Planta, así como 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 de master de Gestión General en Nyenrode Business Universiteit, Breukelen (Países Bajos).

Daniel Cámac

Tiene a su cargo la Gerencia 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. Ingeniero electricista por 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) y ha realizado otros cursos de especialización en Argentina, Brasil y Estados Unidos.

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

Vincent Vanderstockt

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

Eduardo Milligan

Se encuentra a cargo de la gerencia de Finanzas, Organización & Capital Humano desde enero del 2013. Desde mayo del 2011 estuvo a cargo de la gerencia de Organización & Capital Humano, la cual fue fusionada con la gerencia de Finanzas desde enero del 2013. Antes se desempeñó como subgerente de Finanzas de Enersur y fue Senior Manager de GDF SUEZ Latin America en la división de Acquisitions, 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.

Axel Van Hoof

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

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

1.4.12 Comité de Auditoría

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

Miembros:

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




1.4.13 Comité de Revisión de Transacciones entre Compañías Afiliadas

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

Miembros:

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

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



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

A person in a blue uniform is operating a control panel in a control room. The panel has many buttons and lights. The person is looking down at the panel. The background is a control room with a grid ceiling and some equipment. A red vertical bar is in the top right corner.

2 Manejo del negocio



2.1 Sector eléctrico

2.1.1 Principales normas del sector eléctrico

1. Decreto Ley 25844

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

2. Ley 28832

Una norma que propició cambios en el sector fue la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LEGE), que modificó la LCE.

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

3. 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, favorece las inversiones en centrales hidroeléctricas y reduce las restricciones de transmisión. Otras leyes importantes en este sentido son el Decreto de Urgencia (D.U.) 049-2008 y el D.U. 079-2010.

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

2.1.2 Cómo funciona el sector eléctrico

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

Por otro lado, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria es el órgano ejecutivo del Osinergmin responsable de proponer al Consejo Directivo las tarifas máximas de energía eléctrica, según los criterios establecidos en la LCE para el mercado regulado.⁹ El mercado libre,¹⁰ por el contrario, funciona en un marco de libre competencia y negociación.

Conforme a lo establecido por la LCE y la LEGE, la operación en tiempo real de todas las instalaciones de generación que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) debe ser coordinada por el Comité de Operación Económica (COES) del SEIN. Los titulares de generación y transmisión son los responsables finales de la operación de sus respectivas instalaciones. El

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

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

propósito último del COES es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN con el mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y aprovechar mejor los recursos energéticos. Además, está encargado de planificar el desarrollo de la transmisión y administrar el mercado de corto plazo.

Un cambio relevante en la estructura del mercado eléctrico introducido por la LEGE es la regulación del mercado de corto plazo (o mercado spot), en el que podrán intervenir los grandes clientes libres (aquellos que consumen más de 10 MW) y las empresas distribuidoras, para asegurar la demanda de sus clientes libres. Mediante Decreto Supremo (D.S.) 027-2011-EM se aprobó el Reglamento de Mercado de Corto Plazo (MCP), donde se establece los requisitos para los participantes, los lineamientos y las garantías que debe tener el MCP para asegurar su funcionamiento. Dicha norma debería entrar en vigencia a partir del 1 de enero del 2014; sin embargo, el D.S. N° 032-2012-EM ha postergado la entrada en vigencia de dicho reglamento hasta el 1 de enero del 2016.

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

El D.U. 049-2008 publicado posteriormente estableció que, desde el 1 de enero del 2009 hasta el 31 de diciembre del 2011, los costos marginales de corto plazo se determinarán considerando que no existe restricción en la producción o el transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad. Además, se determinó que el MEM deberá fijar un valor límite a ese costo marginal idealizado (CMgl), el cual fue fijado en 313.5 soles por MWh. Las centrales de generación que operen y tengan un costo variable mayor al CMgl recibirán una compensación, que será pagada por la demanda mediante un cargo adicional al peaje de conexión al sistema principal de transmisión (PCSPT). Cabe resaltar que mediante el D.U. 079-2010, del 18 de diciembre del 2010, se extendió la vigencia del régimen de cálculo de los costos marginales, sin restricción de transmisión de electricidad, hasta el 31 de diciembre del 2013.

En cuanto al problema de los retiros de electricidad sin respaldo contractual, en el 2011 diversas empresas distribuidoras continuaron efectuando retiros sin contrato. Esa demanda ha sido asignada según lo establecido en el D.U. 049-2008, el cual definió que los retiros sin contrato se distribuyesen entre los generadores en proporción a su energía eficiente anual disponible. Los retiros sin contrato son facturados a tarifa en barra (TB) y la energía es comprada del

spot a CMgl. La diferencia entre CMgl y TB será asumida por la demanda a través de un cargo adicional al PCSPT. En el 2012 no se asignó a EnerSur estos retiros sin contrato.

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

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

Posteriormente, en el segundo trimestre del 2010 se promulgó el D.U. 032-2010, vigente hasta el 31 de diciembre del 2012. Esta norma dejó sin efecto diversas disposiciones establecidas en el D.L. 1041 en cuanto al incentivo a la contratación del servicio firme y la eficiencia en el uso del gas natural, así como la nueva definición de potencia firme (tendrán derecho a remuneración mensual aquellas unidades termoeléctricas que tengan asegurado el suministro de combustible mediante contratos que lo garanticen o stock disponible) y, al tiempo queseñaló que las licitaciones para suministro de energía eléctrica a que se refiere la Ley 28832 tendrán en cuenta los lineamientos que establezca el MEM respecto de la participación de cada tecnología y los plazos para iniciar las licitaciones.

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

De otro lado, dado que ciertos usuarios de la red de transporte de gas tienen excedentes de capacidad contratada de transporte firme de gas natural que no requieren utilizar en el corto o el mediano plazo (mientras que otros usuarios tienen déficits de capacidad contratada de transporte firme de gas natural y que dicha situación también se presenta en la producción de gas natural), el MEM decidió dictar normas que permitan la transferencia de capacidad de transporte firme de gas natural. El 5 de agosto del 2010 se publicó el D.S. 046-2010-EM, el cual aprueba el “Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural” con el propósito de promover la transferencia de transporte firme de gas natural

mediante licitaciones electrónicas. En ese sentido, establece que, en un plazo no mayor a un año de la publicación de dicho reglamento, las operaciones en el mercado secundario podrán realizarse bajo la forma de acuerdos bilaterales. Luego de esto deberán adecuarse al mecanismo de subasta electrónica, una vez que esta se haya implementado. Mediante D.S. 012-2011-EM, dicho mecanismo fue ampliado hasta el 4 de octubre del 2012, que luego el D.S. 029-2012-EM amplió nuevamente, esta vez hasta el 4 de octubre del 2014.

EnerSur, en el marco de la aplicación del D.S. 046-2010-EM y del D.S. 012-2011-EM, ha firmado acuerdos de redistribución de capacidad de transporte firme de gas natural con Kallpa, Edegel, Egasa, Egesur, Cementos Lima y Cerámicas Lima, cuya vigencia se amplía hasta el 4 de octubre del 2014.

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

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

El 30 de agosto del 2012 se dictaron medidas transitorias sobre el mercado de electricidad (D.S. 032-2012- EM) estableciendo que el Factor K (falta de combustible - transporte firme) del procedimiento COES N° 25 “Indisponibilidad de unidades de generación” queda suspendido hasta que se cumpla con la ampliación de la capacidad de transporte de TGP.

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

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

A fines de diciembre del 2012, mediante el D.S. 050-2012-EM se establecieron mecanismos de atención ante emergencias que se susciten en el suministro de gas natural en el país y su implicancia en las distintas actividades económicas. Ante esta emergencia, se estableció una prioridad en la asignación del suministro de gas disponible, donde la prioridad la tienen, en primer lugar, los usuarios residenciales regulados; luego, los establecimientos de venta de gas natural vehicular, y posteriormente, la generación eléctrica.

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

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

2.1.3 Nuevos contratos de EnerSur

En el 2013, EnerSur participó en diversas negociaciones para el corto plazo, producto de las cuales suscribió contratos bilaterales con las empresas distribuidoras del Grupo Distriluz, como son Edecañete, Electrodunas, Coelvisac y Edelnor. Uno de los contratos más importantes se firmó con esta última para abastecer a su mercado libre con hasta 40 MW los años 2013 y 2014.

De igual modo, en el mercado libre se suscribieron acuerdos con las empresas Apumayo S.A.C. para su unidad minera Apumayo ubicada en Ayacucho; Papelera del Sur S.A. para su planta ubicada en Chinchá; una adenda con Industrial Papelera Atlas S.A. para el incremento de demanda contratada para su planta en Chacabayo-Lima, y contratos libres con la compañía Alicorp, Linde Gas del Perú S.A. y Pesquera Centinela S.A.C.

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

Cuadro 7 Contratos de corto plazo firmados en el 2013

Contratos 2013			Potencia contratada (MW)	
Cientes	Tipo de contrato	Vigencia	Máxima	Mínima
Coelvisac (Yura, San Miguel y Ajeper)	Libre	2013-2014	30.70	5.60
Edecañete	Bilateral	2013	0.90	0.90
Electrocentro	Bilateral	2013	6.00	6.00
Electronorte	Bilateral	2013	8.40	8.40
Edelnor	Libre	2013-2014	25.00	25.00
Edelnor	Adenda libre	2013-2014	15.00	15.00
Apumayo	Libre	2013-2015	1.50	1.50
Papelera del Sur	Libre	2013-2015	4.50	4.50
Pesquera Centinela	Libre	2013	0.65	0.54
Linde Gas del Perú	Libre	2013-2016	2.70	2.70
Alicorp	Libre	2013	4.00	4.00
Industrial Papelera Atlas	Adenda libre	2013-2018	0.50	0.50
Electrodunas	Bilateral	2014	33.69	35.69
Total			135.54	110.33

La oferta de generación en el SEIN, además de EnerSur, está concentrada en los siguientes grupos principales: Endesa, el Estado, Kallpa Generación S.A, Duke Energy y SN Power. La producción en el SEIN se caracteriza por ser predominantemente hidráulica: 52.2% de generación hidráulica y 47.8% de generación térmica durante el 2013.

Asimismo, las ventas de energía en el SEIN estuvieron constituidas por un 44% de ventas a clientes libres y un 56% de ventas a clientes regulados.¹¹ En su mayoría, los grandes clientes libres son empresas mineras e industriales.

Al igual que en los últimos años, para el 2013 los costos marginales de energía en el periodo de estiaje registraron valores menores a S/. 313/MWh, debido a la aplicación del D.U. 049-2008.

(11) Estadística eléctrica a noviembre de 2013 publicada por la Dirección General de Electricidad del MEM.



2.2 Gestión comercial

Las cifras oficiales del COES señalan que en el 2013 la producción total de energía eléctrica en el SEIN fue de 39,667 GWh, cifra que supera en 6.3% a la que se obtuvo en el año previo. La máxima demanda del SEIN ocurrió el 11 de diciembre del 2013 a las 20:15 horas y alcanzó los 5,575 MW, lo que representa un incremento de 5.4% con relación a la máxima demanda registrada durante el 2012.

2.2.1 Nuestros clientes

EnerSur cuenta con una cartera de clientes a nivel nacional. Hasta diciembre del 2013, la cartera de clientes libres y regulados sumaba una potencia contratada –en hora punta– de 1,365.65 MW. De dicha cifra, 343.44 MW corresponden a clientes libres y 1,022.21 MW, a clientes regulados. La potencia contratada en horas fuera de punta fue de 1,409.91 MW en total. En los cuadros 8 y 9 se muestra la potencia contratada por cada cliente a diciembre del 2013.

Cuadro 8 Clientes libres a diciembre del 2013

Cliente	Vencimiento	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Southern Peru Copper Corporation	17/04/2017	207.00	207.00
Quimpac S.A.	30/06/2020	18.00	56.00
PANASA	30/06/2020	12.00	12.00
Minera Bateas S.A.C.	31/01/2017	3.50	3.50
Compañía Minera San Juan (Perú)	31/03/2017	5.00	5.00
Compañía Minera Raura S.A.	30/04/2014	2.00	2.00
Universidad de Lima	30/04/2015	2.80	3.00
Xstrata Tintaya S.A.	30/04/2018	7.50	7.50
Manufactura Record S.A.	30/06/2015	0.25	1.30
Xstrata Tintaya S.A.–Las Bambas	14/10/2023	32.00	32.00
Minera Santa Luisa	31/05/2016	1.00	4.00
PetroPerú	06/09/2015	7.65	7.65
Owens Illinois Perú	31/12/2017	3.40	3.40
Aruntani S.A.C.	31/12/2014	3.20	3.20
Industrial Papelera Atlas	31/12/2017	2.85	3.80
Huanza S.A.	31/12/2013	26.40	32.60
Apumayo	31/12/2015	1.15	1.50
Papelera del Sur	28/02/2015	4.50	4.50
Pesquera Centinela	31/01/2014	0.54	0.65
Linde Gas Perú	31/05/2016	2.70	2.70
Total		343.44	393.30

Cuadro 9 Clientes regulados: contratos licitados y bilaterales a diciembre del 2013

Cliente	Vencimiento	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Coelvisac	31/12/2014	11.20	5.60
Edecañete	31/12/2013	1.20	1.20
Edecañete (II Convocatoria - LDS)	31/12/2013	3.36	3.36
Edelnor	31/12/2004	40.00	40.00
Edelnor (III Convocatoria - EDLN)	31/12/2013	100.00	100.00
Edelnor (Licitación CP 2011)	31/12/2013	13.20	13.20
Electronoroeste	31/12/2015	23.90	23.90
Electronorte	31/12/2013	8.40	8.40
ElectroSurEste	31/12/2013	129.00	129.00
ElectroUcayali	31/12/2014	21.30	21.30
Hidrandina I	31/12/2013	7.20	7.20

Cliente	Vencimiento	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Hidrandina II	31/12/2013	106.22	106.22
Hidrandina III	31/05/2014	13.80	13.80
Luz del Sur	31/12/2013	222.00	222.00
Luz del Sur (II Convocatoria - LDS)	31/12/2013	226.64	226.64
Seal	31/12/2013	94.79	94.79
Total		1022.21	1016.61

Cuadro 10 Contratos que vencieron durante el 2013

Cliente	Vencimiento	Potencia contratada en hora punta (MW)	Potencia contratada fuera de hora punta (MW)
Edelnor (III Convocatoria - EDLN)	31/12/2013	100.00	100.00
Luz del Sur (II Convocatoria - LDS)	31/12/2013	226.64	226.64
Edecañete (II Convocatoria - LDS)	31/12/2013	3.36	3.36
Edelnor (Licitación CP 2011)	31/12/2013	13.20	13.20
Luz del Sur	31/12/2013	222.00	222.00
ElectroSurEste	31/12/2013	129.00	129.00
Hidrandina I	31/12/2013	7.20	7.20
Hidrandina II	31/12/2013	106.22	106.22
Seal	31/12/2013	94.79	94.79
ElectroDunas	30/11/2013	31.25	31.25
Edecañete	31/12/2013	1.20	1.20
Electronorte	31/12/2013	8.40	8.40
Electrocentro	31/10/2013	4.90	4.90
Compañía Universal Textil S.A.	31/03/2013	3.35	4.20
Alicorp S.A.A.	31/03/2013	6.80	18.10
Industrias del Espino S.A.	31/03/2013	1.65	1.90
Textil Piura S.A.	31/03/2013	1.00	9.00
Total		960.96	981.36

2.2.2 Servicio de atención al cliente

Para la satisfacción de nuestros clientes y la excelencia comercial, EnerSur brinda el servicio de atención al cliente a través del Centro de Control y Supervisión de Lima, las 24 horas del día y los 365 días del año. Por medio de este sistema, que conecta el COES con los clientes y/o agentes del mercado de electricidad en

tiempo real, se regulan las operaciones de nuestras centrales de generación y líneas de transmisión, de manera que se garantice un servicio y un producto que cumpla los estándares de calidad establecidos en la “Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos” (D.S. 020-97-EM) y otras normas aplicables.

El centro 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.

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

2.2.3 Producción de energía

A raíz del incremento de la capacidad de las líneas Mantaro-Cotacachi-Socabaya de 300 MW a 460 MW, ocurrido en agosto del 2011, las centrales termoeléctricas Ilo1 e Ilo21 disminuyeron su producción con relación a los años anteriores.

Por otra parte, con el ingreso en operación de la turbina a vapor (TV) del ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno en noviembre del 2012, y la declaración de un costo variable menor al del resto de unidades de la zona de Chilca, la central aumentó su producción en el 2013 con relación al año anterior.

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

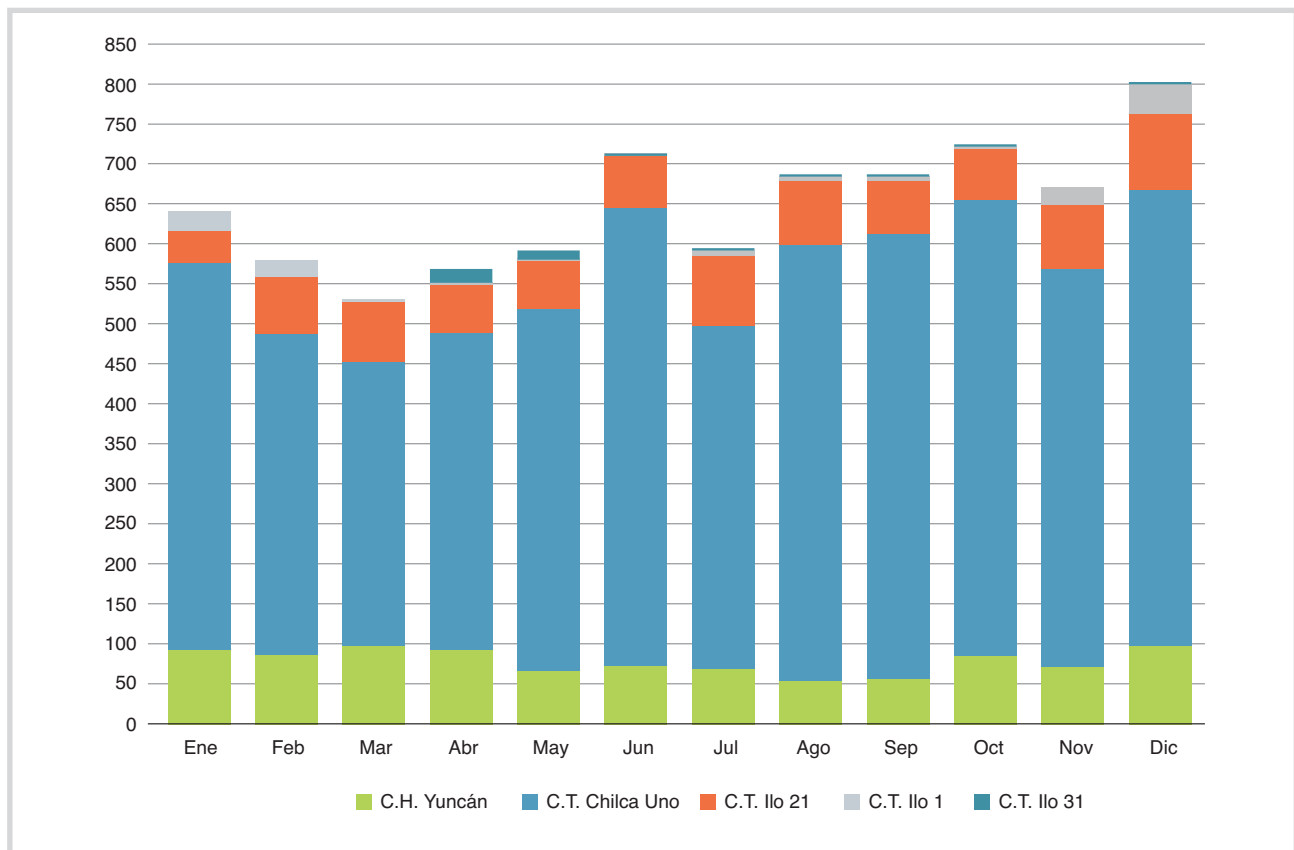
Planta	2013	%
C.T. Ilo1	129.69	1.68
C.T. Ilo21	836.59	10.84
C.T. Ilo31	33.80	0.44
C.T. ChilcaUno	5,771.30	74.76
C.H. Yuncán	947.98	12.28
Total	7,719.36	100.00

Finalmente, con respecto a la C.H. Yuncán, la disponibilidad de agua durante el 2013 y una mayor descarga de los embalses estacionales incrementaron la producción de la central en 12% con respecto al 2012.

Cuadro 12 Evolución de la producción de energía (GWh)

Planta	2013	Variación %	2012	Variación %	2011
C.T. Ilo1	129.69	21.96	106.34	(52.24)	222.63
C.T. Ilo21	836.59	50.60	555.51	(24.15)	732.36
C.T. Ilo31	33.80				
C.T. ChilcaUno	5771.30	36.70	4,221.74	49.15	2,830.54
C.H. Yuncán	947.98	5.53	898.34	0.95	889.92
Total	7,719.36	33.51	5,781.93	23.67	4,675.45

Gráfico 4 Producción de energía por mes (GWh), 2013



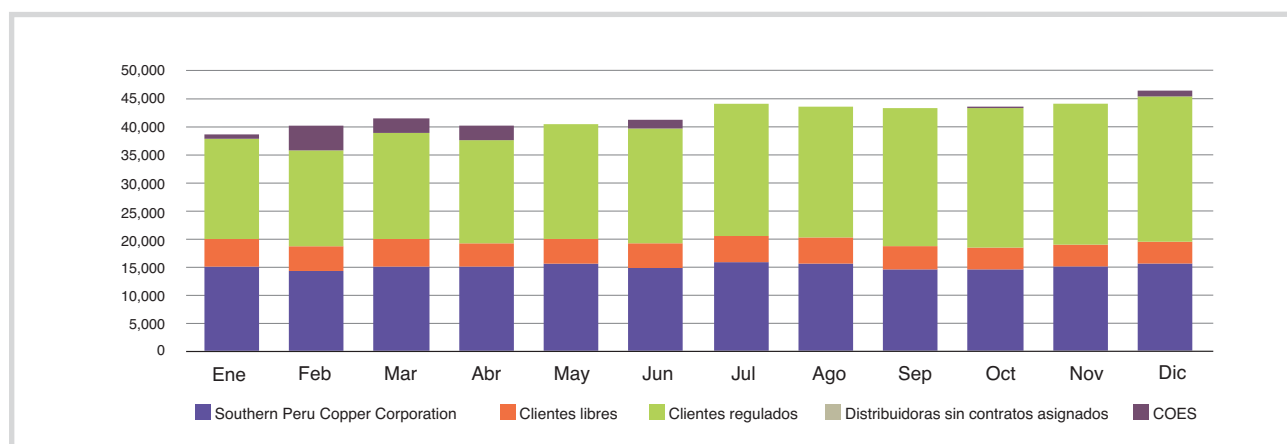
2.2.4 Ventas por potencia y energía

Las ventas por potencia y energía a clientes regulados se incrementaron en 32.49% con respecto al 2012 debido al inicio de la vigencia de contratos bilaterales. Asimismo, para el 2013 el COES no asignó a EnerSur retiros sin contrato. Por otro lado, las ventas por potencia y energía a Southern Peru Copper Corporation (SPCC) disminuyeron en 1.28%, en tanto que en clientes libres aumentaron en 6.24% debido a la suscripción de nuevos contratos con inicio en el 2013. La venta de potencia y energía en el COES tuvo un incremento importante respecto al 2012 debido a la operación continua del ciclo combinado de ChilcaUno, que ingresó en operación comercial en noviembre del 2012, y al ingreso en operación comercial de la C.T. Ilo31 de reserva fría, en junio del 2013. Finalmente, la venta total por potencia y energía se incrementó en 17.78% respecto al año anterior.

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

Planta	2013	Variación %	2012
Southern Peru Copper Corporation	179,361	-1.28	181,693
Clientes libres	52,371	6.24	49,297
Clientes regulados	260,060	32.49	196,292
COES	13,175	796.29	1,470
Distribuidoras sin contratos asignados	—	—	—
Total	504,967	17.78	428,752

Gráfico 5 Facturación total por tipo de cliente y mes en 2013 (miles de dólares)





2.2.5 Variables exógenas que pueden afectar 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.

El 26 de agosto del 2011, Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) comunicó los resultados del 15° Open Season TGP, donde ofertó capacidad proveniente de la ampliación del sistema de transporte, que se construirá en dos etapas. Así, cuando ingrese la ampliación de TGP, EnerSur incrementará su capacidad de transporte firme de 2'907,545 m³ por día a 3'353,568 m³ por día.

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



Entre enero a abril del 2013 la interconexión Centro–Sur (Mantaro–Socabaya) sufrió numerosas desconexiones debido principalmente a fenómenos atmosféricos que originaron fallas en las líneas Mantaro-Cotaruse-Socabaya, lo que ocasionó interrupciones de suministro en el área sur por actuación del esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia (ERACMF).

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

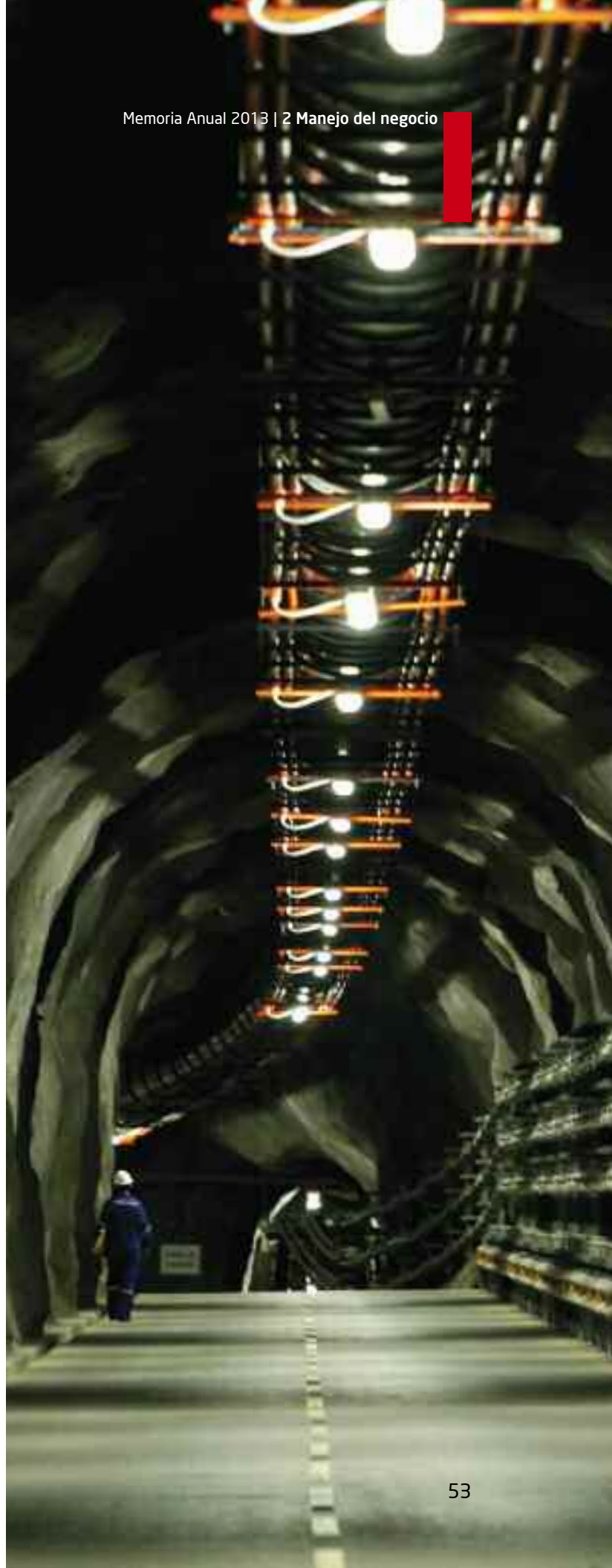
En concordancia con el D.U. 049-2008, los retiros de potencia y energía sin contrato del mercado regulado se han asignado a los generadores, siempre en proporción a su energía firme eficiente anual menos sus ventas de energía por contratos. Como resultado de dicha ecuación, durante el periodo 2013 el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

En el 2013 se tuvo un aumento en el aporte hidráulico en las cuencas de la C.H. Yuncán y una mayor descarga de los embalses estacionales, lo que permitió incrementar en 12.3% su producción con respecto al año anterior.

La C. T. ChilcaUno aumentó su producción en el 2013 con relación al 2012, debido a la operación de la TV del ciclo combinado durante todo el 2013 y a la declaración de un costo variable menor al del resto de unidades de la zona de Chilca.

2.3. Instalaciones de la empresa

Desde 1997, EnerSur opera instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en la provincia de Ilo, departamento de Moquegua. En el 2005 se incorporó la C.H. Yuncán, ubicada en Pasco, y desde diciembre del 2006 se sumó la C.T. ChilcaUno, situada en la provincia de Cañete, departamento de Lima. EnerSur cuenta actualmente con cuatro centrales termoeléctricas, una central hidroeléctrica y una subestación eléctrica que le permiten atender, a través del SEIN, a sus clientes a nivel nacional.



2.3.1 Central Termoeléctrica Ilo1 (C.T. Ilo1)

- La C.T. Ilo1, ubicada al norte de la ciudad de Ilo, fue adquirida en 1997 a Southern Peru Copper Corporation (SPCC). Está ubicada junto a la fundición de cobre de SPCC.
- La central está conformada por cuatro calderos de fuego directo que operan con petróleo residual 500, tres turbinas a vapor (TV2, TV3 y TV4) con potencia nominal total de 154.00 MW; dos turbinas a gas de 39.29 MW y 42.20 MW de potencia nominal, respectivamente, y un grupo moto-generator de 3.30 MW de potencia nominal que opera con biodiesel B5. Una de las turbinas a gas posee arranque en *black start* y es única en el sistema sur del Perú.
- La C.T. Ilo1 tiene una potencia nominal total de 238.99 MW y cuenta con dos plantas desalinizadoras que proveen de agua industrial y potable a la operación de la central y a SPCC.
- A inicios del 2013 la turbina a vapor 1 (TV1) de 22.00 MW fue retirada de servicio.





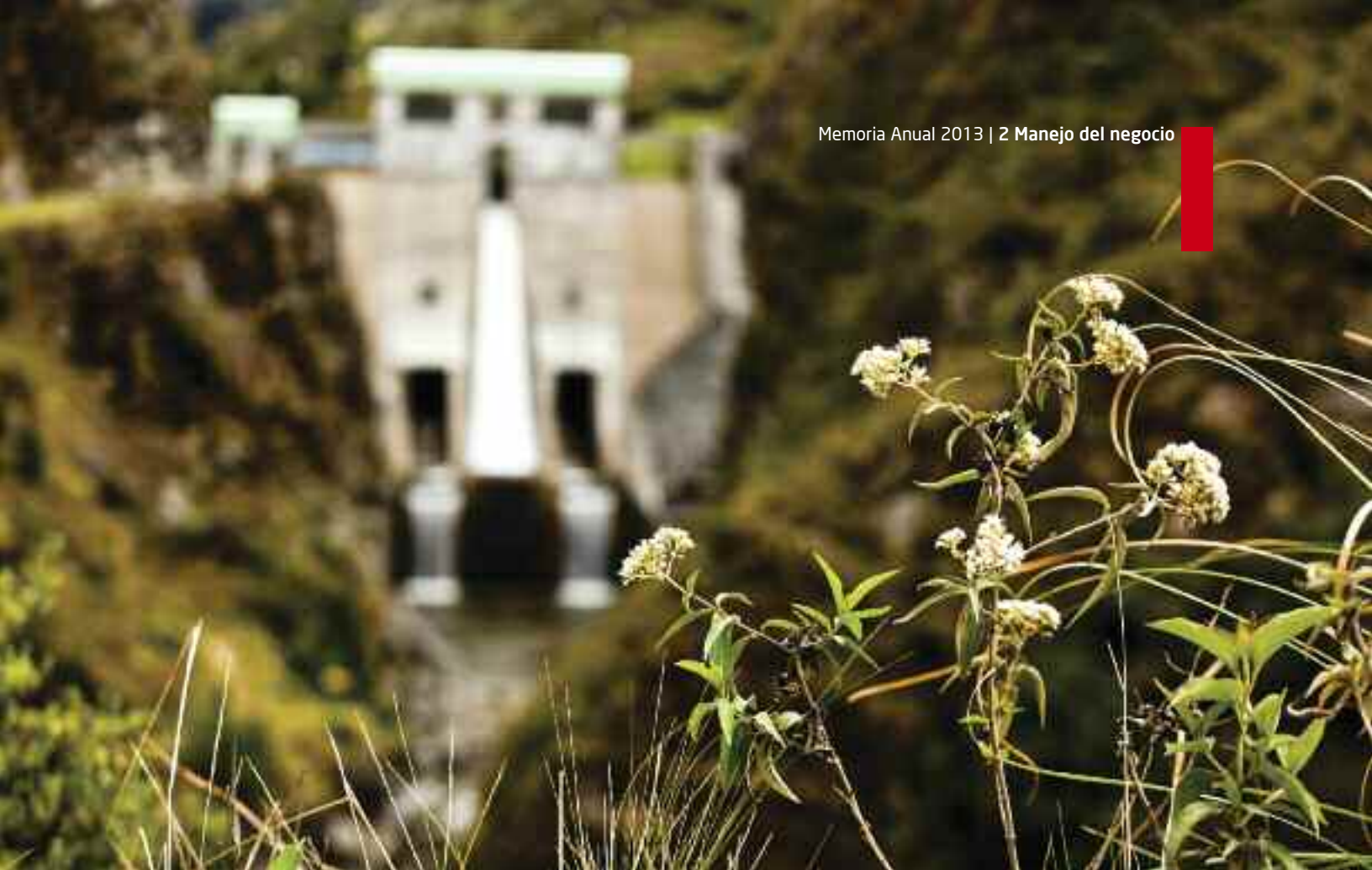
2.3.2 Central Termoeléctrica Ilo21 (C.T. Ilo21)

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

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

- La C.T. Ilo31 está ubicada al costado de la central a carbón C.T. Ilo21. Es una central que, de acuerdo al contrato firmado con el Estado peruano, opera bajo el régimen de reserva fría.
- La central inició su implementación en mayo del 2011 y entró en operación comercial el 21 de junio del 2013. Su construcción demandó una inversión aproximada de 220 millones de dólares.
- Posee tres turbinas a gas que utilizan biodiesel B5 y una potencia de 460 MW (con capacidad de alcanzar 560 MW).
- La central cuenta con tanques de almacenamiento de diesel con una capacidad de 195,000 barriles, que aseguran una operación de 10 días a máxima carga.





2.3.4 Central Hidroeléctrica Yuncán (C.H. Yuncán)

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

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

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

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

- Posee tres turbinas pelton de 44.72 MW de potencia nominal cada una, que le permiten producir anualmente, en función de los recursos hídricos disponibles, un promedio esperado de 840 GWh de energía.

- Para captar el río Paucartambo se ha construido una presa y un reservorio de control diario llamado Huallamayo, con un capacidad de 1.8 millones de m³ y un volumen útil de 458,000 m³. El caudal captado mediante un sistema de túneles de 21 kilómetros de longitud total llega al conducto forzado y, posteriormente, a la casa de máquinas en caverna, donde es aprovechado para generar energía. Luego de esto, las aguas se entregan al desarenador de la C.H. de Yaupi de SN Power. Esta última opera “en cascada” con la C.H. Yuncán.
- La C.H. Yuncán comprende una línea de transmisión de 220 kV, de 50 kilómetros de longitud y una terna de 260 MVA, que interconecta la central (SE Santa Isabel) con el sistema principal de transmisión en la subestación Carhuamayo Nueva.
- En agosto del 2009 se implementó la sala de mando remoto, ubicada a 375 Km de la central (oficinas de Lima). Desde allí se opera y controla la puesta en servicio, sincronización y variaciones de carga de unidades, así como del equipamiento electromecánico de la subestación Santa Isabel, además de las presas de Huallamayo y Uchuhuerta.

2.3.5 Central Termoeléctrica ChilcaUno (C.T. ChilcaUno)

- La C.T. ChilcaUno se encuentra ubicada en Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima, a 63.5 kilómetros al sur de la capital.
- Es la primera central construida desde la llegada del gas natural de Camisea, combustible que utiliza para la generación de energía eléctrica.
- Posee tres turbinas a gas –dos de 180.00 MW de potencia nominal y una tercera de 199.80 MW de potencia nominal– que pueden operar tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado. Cuenta con tres calderos de recuperación de calor instalados en la salida de gases de cada turbina a gas que generan vapor para una cuarta turbina a vapor de 292.00 MW de potencia nominal.
- Actualmente, la central tiene una potencia nominal total de 852.00 MW.
- La central se empezó a construir en septiembre del 2005 y al año siguiente ingresó en operación comercial la primera unidad. Posteriormente, en julio del 2007, entró en funcionamiento la segunda unidad y, en agosto del 2009, la tercera. En noviembre del 2012 entró en operación comercial la turbina a vapor, cerrando el ciclo y convirtiendo la central en una central de ciclo combinado.



- Cuenta con una estación de filtración, regulación de presión y medición de flujo que acondiciona y prepara el gas natural según los requerimientos de combustión de las turbinas.
- Para conectarse al SEIN y poder entregar la energía generada, la central dispone de una subestación eléctrica de doble barra en 220 kV y de torres de transmisión donde se conectan las líneas provenientes de la subestación de Chilca (SE Chilca) operada por la empresa Red de Energía del Perú (REP).
- La central cuenta con una sala que centraliza el monitoreo y el control de las tres unidades de generación, su estación de regulación y medición de gas natural y la subestación eléctrica.



2.3.6 Subestación de Moquegua

- Se ubica en la provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua, a 6 kilómetros al sur de la ciudad de Moquegua.
- La subestación cuenta con una sala de control, dos autotransformadores de 300 MVA 138/220 kV cada uno y doble barra en 220 y 138 kV. En las barras de 220 kV se conectan las líneas de transmisión Socabaya-Moquegua, Ilo2-Moquegua, Moquegua-Puno, Moquegua-Tacna y Moquegua-Montalvo; mientras que en las barras de 138 kV están las líneas Ilo1-Moquegua, Moquegua-Botiflaca, Moquegua-Toquepala-REP y el suministro a la Ciudad de Moquegua, vía celda de transformación 138/10 kV.
- La subestación es un importante centro de recepción, transformación y distribución de electricidad en el sur del país que sirve de punto de conexión de las centrales Ilo1, Ilo21 e ILO31 al SEIN.

2.3.7 Líneas de transmisión

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

- Línea Ilo2-Moquegua (doble terna): Con una longitud de 72 kilómetros y una capacidad de 400 MVA por cada terna, en 220 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca1: Con una longitud de 31 kilómetros y una capacidad de 196 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Mill Site: Con una longitud de 39 kilómetros y una capacidad de 100 MVA en 138 kV.
- Línea Ilo1-Moquegua: Con una longitud de 2.27 kilómetros y una capacidad de 130 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca2: Con una longitud de 5.99 kilómetros y una capacidad de 160 MVA en 138 kV.
- Línea Santa Isabel-Carhuamayo Nueva (L-226): Posee una simple terna, con una longitud de 50 kilómetros y una capacidad de 260MVA en 220 kV.
- Línea Chilca-REP (doble terna): Con una longitud de 0.75 kilómetros y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 kV.

Cuadro 14 Características de las plantas

Plantas	Unidad	Potencia nominal (MW)	Combustible
C.T. Ilo1	TV2	22.00	Vapor / R500
	TV3	66.00	Vapor / R500
	TV4	66.00	Vapor / R500
	TG1	39.29	Diésel 2
	TG2	42.20	Diésel 2
	Catcato	3.30	Diésel 2
Subtotal C.T. Ilo1		238.99	
C.T. Ilo21	TV21	135.00	Carbón / Diésel 2
C.T. Ilo31	TG1, TG2, TG3	460.00	Diésel 2
C.H. Yuncán	G1, G2, G3	134.16	N. A.
C.T. ChilcaUno	TG11	180.00	Gas natural
	TG12	180.00	Gas natural
	TG21	199.80	Gas natural
	TV	292.00	Vapor
Total		1, 819.75	

2.4 Principales inversiones de la empresa

En sus 16 años de operación, EnerSur ha desarrollado diferentes proyectos de inversión en el país, entre ellos la construcción de la C.T. Ilo21, la adjudicación de la concesión de la C.H. Yuncán, la instalación de tres turbinas y conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno y la puesta en marcha de la reserva fría C.T. Ilo31, con lo que alcanzó, al 31 de diciembre del 2013, una capacidad nominal de 1,819.75 MW.

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

A este compromiso de inversión se sumó, en noviembre del 2013, la buena pro otorgada a EnerSur para la construcción y operación de una de las dos centrales termoeléctricas del proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú”, cuya inversión estimada es de 500 millones de dólares.



2.4.1 Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa

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

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

Para la instalación de las líneas de transmisión de 220 kV y 13.8 kV se ha celebrado un contrato EPC con las empresas Abengoa y VCN, respectivamente; mientras que para la construcción de la carretera de acceso a la presa se tiene un contrato con la empresa ICCGSA. Además, para el suministro y montaje del blindaje metálico del túnel de presión se tiene un contrato con la empresa Bilfinger Vam.

2.4.2 Proyecto Nodo Energético - Central Ilo

El 29 de noviembre del 2013, EnerSur ganó la licitación de concesión para la construcción y operación de una de las dos centrales termoeléctricas del proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú”, que tiene como objetivo brindar seguridad energética al sur del país, además de ser el primer paso para generar demanda de gas natural y viabilizar el futuro proyecto “Gaseoducto del Sur Peruano”.

La central se ubicará en la provincia de Ilo (Moquegua) y tendrá una capacidad de 500 MW +/- 20%. Además, se construirá una línea de transmisión en 500kV de aproximadamente 75 kms, entre la C.T. Ilo 21 y la futura subestación Nueva Montalvo.

La nueva central utilizará la tecnología de ciclo simple dual (diesel B5 y gas natural). En una primera etapa operará con diesel para luego utilizar gas natural, una vez que este recurso esté disponible en la zona sur del país.





2.5 Procesos legales, judiciales, administrativos o arbitrales

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



3 Información corporativa



Las seis divisiones que componen el capítulo de “Información Corporativa” 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 y la fluidez en la comunicación con la población, respetando los estándares de seguridad ambiental.



3.1 Capital humano

3.1.1 Dotación de personal

Al 31 de diciembre del 2013, el personal de EnerSur ascendía a 469 personas.

Cuadro 15 Personal de la empresa

Rubro	2013
Plana Gerencial (Gerente General y 6 reportes directos)	7
Colaboradores	462

3.1.2 Política de capital humano

Atraer, cuidar, retener, motivar y desarrollar personas son las principales misiones del área de capital humano, de manera que el talento de nuestros trabajadores

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

La política de capital humano está enfocada principalmente en los siguientes aspectos:

- Una política salarial basada en cuatro pilares: desempeño, experiencia, 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 capacitación que considera cuatro bloques para cubrir las necesidades técnicas: conocimiento corporativo interno, gestión humana y seguridad, salud ocupacional y medio ambiente;
- El desarrollo de talentos a través de evaluaciones de potencial y planes de desarrollo;
- La constante mejora en la comunicación interna;
- Buenas prácticas para reforzar la motivación, la confraternidad y el trabajo en equipo, y
- El programa “Semillero de Talentos”, orientado a promover el empleo en el país e incorporar jóvenes talentos que puedan crecer y desarrollarse en la organización.

3.1.3 Convenio colectivo con el sindicato

En el 2013 se cerró el convenio colectivo por tres años (2013-2015) con el sindicato, en el que además se incluyó el proyecto de categorización, que tiene como objetivo crear una línea de carrera para el personal técnico.

3.1.4 Capacitación

Con un diagnóstico previo de necesidades y prioridades de la organización, además de un presupuesto establecido, EnerSur brindó capacitación a sus colaboradores con el fin de generar valor para la empresa y el trabajador, así como mejorar el desempeño del colaborador dentro de su puesto de trabajo.

En EnerSur, la capacitación está dividida en cuatro bloques:

- Técnica, que ofrece conocimientos técnicos relacionados con la función;
- Corporativa interna, que brinda conocimientos relacionados con el negocio y/o actividades o sistemas internos;
- En gestión humana, que permite desarrollar habilidades de comportamiento y actitudinales, y
- En seguridad, salud ocupacional y medio ambiente, que proporciona lineamientos para realizar el trabajo en forma segura, minimizando los riesgos para la salud y en armonía con la conservación del medio ambiente.

Con el objetivo de mejorar el desarrollo profesional y personal de sus colaboradores, EnerSur capacitó a 460 de ellos durante el 2013, periodo en el que la empresa invirtió más de 600,000 dólares en temas de capacitación.

Cuadro 16 Principales indicadores de capacitación 2013

Indicadores de capacitación	Unidades	Total
Gasto en capacitación	Dólares	614,647
Horas de capacitación (HC)	Horas	20,485.3
Número de capacitados	Número	460
Horas promedio por empleado	Horas	44.5
Personal capacitado	Porcentaje	97.8
Gasto promedio por empleado	Dólares	1,336.2

3.2. Business Quality

Durante el 2013 EnerSur trabajó en fortalecer sus sistemas de control interno para adaptarlo a las nuevas exigencias de crecimiento de la compañía. Al respecto, se ejecutaron los siguientes proyectos:

- Implementación de un proceso de difusión y adopción de las políticas regionales establecidas por el Grupo GDF SUEZ;
- Implementación del módulo de Gestión de Mejora Continua como una herramienta informática corporativa para identificar e implementar oportunidades de mejora en todos los procesos de la empresa, y
- Lanzamiento de nuevos servicios de apoyo a los dueños de procesos (Business Process Owner, BPO, por sus siglas en inglés):
 - Ejecución de proyectos de mejora puntal de procesos (con enfoque Lean-Six Sigma)
 - Apoyo integral en auditorías internas y externas (antes, durante y después).

3.3 Gestión de calidad

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

En este sentido y con la finalidad de adaptarlo a la nueva estrategia de la compañía, durante el 2013 se consolidó la gestión del proceso de despacho de energía eléctrica como nuevo alcance del Sistema de Gestión de Calidad y se trabajó en adaptar la C.T. ChilcaUno a la nueva tecnología de ciclo combinado implementada desde diciembre del 2012.



3.4 Gestión ambiental

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

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

- Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) de la C.T. Ilo1.
- Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de 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, 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 Ilo31 y de la C.H. Quitaracsa.

- Planes de Manejo Ambiental (PMA) de la adecuación a los estándares de calidad ambiental del agua y adecuación a vertimientos de la C.T. Ilo1, de la C.T. Ilo21 y C.H. Yuncán.

3.4.1 Cumplimiento de la legislación ambiental

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

3.4.2 Permisos ambientales

En cumplimiento con la regulación ambiental vigente, EnerSur gestiona la aprobación de las certificaciones ambientales de sus nuevos proyectos de inversión y/o modificación de proyectos existentes, así como otros permisos del tipo de licencias, autorizaciones y/o renovación de las mismas para reúso de aguas, uso de agua continental, uso de agua desalinizada, uso de agua no desalinizada y de vertimientos. Todo ello en coordinación con las autoridades competentes, tales como la Autoridad Nacional del Agua (ANA), el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio del Ambiente.

En el 2013 se obtuvo la aprobación de: a) PMA de la adecuación a estándares de calidad ambiental del agua en la C.T. Ilo1; b) PMA de la adecuación de vertimientos en la C.T. Ilo1, que permitirá el trámite de autorización provisional de la descarga líquida al mar, y c) PMA de la modificación de la C.H. Quitaracsa, que permitió el inicio de obras en la nueva ubicación de la presa.

3.4.3 Monitoreo e inspección ambiental

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

de estos monitoreos se presentan dentro de los plazos establecidos por la autoridad competente y los verifica periódicamente el ente fiscalizador.

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

3.4.4 Gestión de accidentes e incidentes ambientales

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

Durante el 2013 se tuvo un (1) accidente ambiental en el proyecto de la C.H. Quitaracsa I y más de 42 incidentes ambientales.

3.4.5 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, los compromisos corporativos y los objetivos anuales definidos para su sede operativa o proyecto en construcción.

3.4.6 Gestión integral de residuos

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

- Segregación en origen y recolección de los residuos. Para ello cuenta con puntos de recolección para residuos en cada instalación.

- Almacenamiento central de residuos. Cada central tiene un patio de almacenamiento temporal de residuos, denominado PAT.

- Transporte y disposición final de los residuos. 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 de los residuos, en cumplimiento de la reglamentación respectiva.

En el 2013 se generaron 230 toneladas de residuos no peligrosos y 265 toneladas de residuos industriales peligrosos. Se destinaron 127 toneladas de residuos peligrosos al proceso de reciclaje, entre ellos aceite usado, borras de hidrocarburos, aparatos eléctricos/electrónicos y baterías de ácido-plomo. Asimismo, se reunieron 78 toneladas de residuos no peligrosos reciclables, como papel, cartón, plásticos, vidrios, chatarra metálica, madera y neumáticos, para un adecuado aprovechamiento por empresas recicladoras.

3.4.7 Capacitación, sensibilización y competencia del personal en materia ambiental

- Inducción en medio ambiente.

- Charlas sobre los instrumentos de gestión ambiental, manejo de residuos, reporte de incidentes ambientales, uso racional de los recursos naturales, etc.

- Capacitación de acuerdo con el puesto o la necesidad.

- Capacitación a los responsables locales de medio ambiente de las sedes y proyectos.

- Simulacros de emergencia y capacitación de brigadistas.

3.4.8 Programa de forestación

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

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.

Cabe resaltar que la C.H. Yuncán, ubicada en el distrito de Paucartambo, presenta diferentes pisos ecológicos. Esto ha permitido reforestar 42 hectáreas con diferentes especies arbóreas, como eucaliptos, pinos, cipreses y alisos en los alrededores de las ventanas de acceso a los túneles, entre las presas y la caverna de máquinas.

Igualmente, en las inmediaciones del campamento Santa Isabel se mantienen áreas verdes y cultivos frutales, como granadilla, chirimoya, y mandarina. Durante esta campaña, el vivero produjo 25,000 plantones, entre eucaliptos, cedro rosado, teca, ciprés, pino y especies ornamentales.





3.5 Gestión de seguridad y salud ocupacional

3.5.1 Política de seguridad y salud ocupacional

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

Este sistema de gestión SSO contempla los siguientes elementos:

- 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 y
- Mejora continua.

3.5.2 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 y se incorpora en todas las etapas de las operaciones de la empresa, desde el diseño y desarrollo hasta la puesta en marcha, operación y posterior cierre, con la finalidad de prevenir su ocurrencia.

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

3.5.3. 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 2013, los trabajadores en general recibieron las siguientes capacitaciones:

- Inducción del trabajador nuevo, practicantes, becarios y personal de contratistas;
- Información sobre los compromisos en seguridad y salud en el trabajo, así como cumplimiento legal;
- Certificaciones para el control de riesgos y ejecución de trabajos seguros, y
- Charlas semanales, charlas de 5 minutos antes de cada trabajo y charlas de sensibilización.

3.5.4 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 los 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 las partes interesadas puedan opinar, reclamar o discutir cualquier aspecto relacionado con temas de seguridad y salud en el trabajo.



3.5.5 Control operativo

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

3.5.6 Verificación y seguimiento

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

- Inspecciones: planeadas, periódicas e inopinadas a instalaciones, equipos y trabajos;
- Observaciones de tareas;
- Monitoreos de higiene ocupacional;
- 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, y
- Auditorías.

3.5.7 Gestión de emergencias y crisis

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

3.5.8 Gestión de accidentes, incidentes y enfermedades

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

Durante el 2013 se ha tenido cero (0) accidentes fatales, cero (0) accidentes incapacitantes en operaciones y mantenimiento (O&M) y 14 accidentes incapacitantes en los proyectos en construcción. Se han realizado campañas de prevención y de salud ocupacional: dieta saludable, manejo de estrés, exámenes médicos.

3.5.9 Comportamiento seguro y mejora continua

Siendo el personal el eje central en la política de prevención de EnerSur, durante el 2013 se trabajó en mejorar el comportamiento y percepción del personal con respecto a los temas de seguridad y salud ocupacional.

Para ello se realizaron:

- Capacitaciones en cultura y seguridad basada en comportamiento;
- Aprobación e implementación de la Política de Sanciones y Reconocimiento;
- Campañas orientadas a involucrar al personal: semana de la prevención, actitud preventiva;

- Revisión y adecuación de procedimientos y estándares de seguridad con la participación del personal;
- Comunicación a través de avisos, boletines y correo electrónico;
- Caminatas de seguridad de gerentes, superintendentes y jefes, y gestión del cambio.

3.6 Gestión social: Creciendo Juntos

3.6.1 Proyectos de responsabilidad social

Durante el 2013, EnerSur continuó avanzando de la mano con sus comunidades impulsando la ejecución de programas de responsabilidad social y desarrollo sostenible en las zonas donde opera. A través de la gestión social desplegada por EnerSur, en el 2013 se benefició a miles de pobladores de las ciudades y centros poblados de Chilca (Lima), Huachón y Paucartambo (Pasco), Quitaracsa (Áncash) e Ilo (Moquegua).

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

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

DESARROLLO DE CAPACIDADES PRODUCTIVAS

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

En el 2013, EnerSur incluyó al distrito de Paucartambo en la cobertura del programa Agroemprendimientos que ejecuta en las comunidades de Huachón, Quiparacra y Puagmaray, el cual contribuye a generar oportunidades rentables en el campo agrícola a partir de programas de capacitación técnica para así mejorar las condiciones de vida de los agricultores de esas localidades.

Al igual que en las primeras comunidades beneficiarias del programa, en Paucartambo también se desarrolló un análisis previo de la zona para evaluar las condiciones del medio ambiente –clima y suelo– y conocer cuáles serían los productos más idóneos para ser sembrados.

Los frutos introducidos técnicamente durante el 2013 en la zona fueron el aguaymanto, la granadilla, el rocoto, la lúcuma, el tumbo, el tomatillo, la alfalfa y la papaya china, entre otros.

Se realizaron más de 40 talleres en manejo de viveros, tratamientos de semillas, injertado y podas, entre otros. Se desarrollaron tres hectáreas de alfalfa, alverjones, cereales y flores en Huachón y Quiparacra. Se instalaron dos viveros frutícolas en Paucartambo y Huachón y un vivero



forestal en Paucartambo. Asimismo, los agricultores participaron en tres ferias agrarias para promocionar sus productos y formar vínculos comerciales.

De igual forma, con la finalidad de continuar con la capacitación técnica de los agricultores de Paucartambo, Quiparacra y Huachón se creó el programa radial Agroemprendimientos, en donde técnicos agrícolas aconsejan a los agricultores sobre el manejo de sus cultivos.

Pescando Oportunidades (Ilo, Moquegua)

EnerSur organizó el programa “Pescando Oportunidades” con la finalidad de contribuir al desarrollo de las capacidades productivas de los pescadores artesanales de la provincia de Ilo a través del aprendizaje de conocimientos técnicos en soldadura, lo que les permitirá desempeñarse en actividades complementarias o alternativas a la pesca.

EnerSur, junto a la Dirección Regional de la Producción de la Región Moquegua y el SENATI, otorgó becas a 50 pescadores, así como paquetes con implementos de seguridad necesarios para el curso, como mandiles, botines de cuero, lentes, zapatos de seguridad y tapones, entre otros.

El programa certificó y homologó en soldadura a los pescadores artesanales para que puedan desempeñarse como mano de obra calificada en otras actividades económicas, lo que les permitirá mejorar la calidad de vida de sus familias.

Aprende y Emprende (Chilca, Lima)

El programa “Aprende y Emprende” de EnerSur estuvo dirigido a los chilcanos con una idea de negocio por desarrollar o que ya estén trabajando en una micro o pequeña empresa. El objetivo del programa fue mejorar la calidad de vida de las personas a través de la promoción del

autoempleo, las empresas familiares y los emprendimientos.

En total, fueron diez meses de capacitación e implementación. Los empresarios y emprendedores chilcanos pusieron especial atención en el módulo de plan de negocios, el punto clave de la capacitación. De esta forma se les preparó de la manera más eficiente para lograr un proyecto ganador que sea sostenible en el tiempo y con atención a los objetivos.

Al final, fueron 20 los emprendedores chilcanos que presentaron formalmente sus planes de negocio, siendo los mejor elaborados una futura cevichería, un negocio de muebles y un centro médico comunal.

INFRAESTRUCTURA

Mejorando la infraestructura comunal (Quitaracsa, Áncash)

En el 2013 EnerSur realizó importantes esfuerzos para mejorar la infraestructura de las comunidades vecinas a su proyecto en construcción de la C.H. Quitaracsa en Áncash. En este sentido, como parte del proyecto de la carretera Niño Cruz-Shapiringo en el centro poblado de Quitaracsa, culminó la instalación del puente Agilio Carranza que asegura el acceso de la comunidad a esta zona. Asimismo, con la finalidad de mejorar las vías de paso hacia el distrito de Huallanca, EnerSur instaló los puentes Huaylas y Gibraltar, los que permiten acceder al distrito desde Caraz y Yuracmarca. En esta



misma línea, se rehabilitó el puente de acceso al anexo de Mallcush.

Como parte del plan de prevención ante desastres naturales de la localidad, EnerSur construyó las defensas ribereñas en los ríos Quitaracsa y Tarica a fin de evitar desbordes que afecten viviendas y escuelas durante la temporada de lluvias. Además, efectuó trabajos de descolmatación y encausamiento de ambos ríos.

Durante el 2013, EnerSur realizó el mantenimiento de carretera en los sectores de Nueva Esperanza y Pachma, a aproximadamente 27 km del distrito de Yuracmarca. Los trabajos consistieron en la nivelación de la superficie y limpieza de cunetas y material de derrumbes.

EnerSur diseñó y construyó dos locales comunales en el Centro Poblado de Quitaracsa, los cuales ofrecen espacios amplios y cómodos para las reuniones internas entre los vecinos de la localidad. Finalmente, como parte del compromiso social de EnerSur con la comunidad de Tarica, se dispuso un área para el funcionamiento del estadio y se habilitó un área rocosa ubicada en el caserío de Secsi para iniciar la construcción del campo deportivo en esta zona.

MEDIO AMBIENTE

Limpieza y salud para las familias chilcanas (Chilca, Lima)

Un panorama sucio y contaminado se



convirtió en un paisaje limpio y acogedor. La limpieza del cauce del río Chilca, dispuesta por EnerSur con el apoyo de la comunidad, dejó atrás los días en que la población tenía que soportar la suciedad y las enfermedades que genera la acumulación de basura.

Con cargadores frontales y cuadrillas de obreros, el antiguo cauce cubierto de desechos del río tiene ahora un nuevo aspecto. Durante cuatro semanas se retiraron desmonte, botellas, llantas y otros materiales que se habían acumulado durante largos años y perjudicaban a los barrios Mayta Cápac, San Pedro, Panamericano Alto, Nueva Esperanza y Virgen del Carmen.

La limpieza del cauce del río fue una iniciativa para mejorar las condiciones ambientales y de salud en este sector de Chilca y se realizó en paralelo con las obras para instalar la tubería que une la planta desalinizadora con la Central Termoeléctrica ChilcaUno.

EcoChilca: juntos protegemos el medio ambiente (Chilca, Lima)

“EcoChilca” es una iniciativa de EnerSur como parte de su política de responsabilidad social que, junto a la Municipalidad Distrital de Chilca, busca contribuir al desarrollo de una cultura ambiental del distrito a través de buenas prácticas medioambientales.

Para potenciar la capacidad de los maestros chilcanos en la protección del medio ambiente, EcoChilca ofreció a 150 docentes un taller de liderazgo y educación ambiental con cursos de motivación, liderazgo, desarrollo humano, educación ambiental, coaching y formación integral. Asimismo, se realizó un taller informativo de biodiversidad que atrajo a 90 alumnos de las brigadas ecológicas para tratar sobre la importancia de cuidar los humedales de la playa Puerto Viejo.

Por segundo año consecutivo, EcoChilca convocó al concurso



“Embellendiendo mi barrio”, esta vez en el asentamiento humano Virgen del Carmen. Con la asesoría de EnerSur, los vecinos presentaron sus proyectos para mejorar las condiciones de salud ambiental, en temas sobre el uso eficiente del agua, áreas verdes, limpieza y ornato. El proyecto ganador de los vecinos contó con el financiamiento para trabajar las soluciones ambientales que fueron presentadas.

Educa con Energía (Huachón y Paucartambo, Pasco)

Esta iniciativa de EnerSur nació en el distrito de Paucartambo con la finalidad de desarrollar espacios de reflexión y actitudes favorables en torno a problemáticas ambientales, fortalecer las capacidades pedagógicas de los docentes de primaria y secundaria y establecer soluciones prácticas a problemas ambientales de las instituciones educativas de la zona.

En el 2013 se incorporaron al programa los centros educativos de Quiparacra, Pampa Inca y La Florida del distrito de Huachón, sumando 109 docentes y más de 1,000 estudiantes de primaria y secundaria capacitados.

Durante el año se desarrollaron materiales educativos y estrategias pedagógicas con las características de la zona para lograr el involucramiento de los alumnos en la búsqueda de soluciones prácticas a los problemas medioambientales en la comunidad. Igualmente, se

fortalecieron las capacidades de los docentes para trabajar temas de educación ambiental, manejo de residuos sólidos y cuidado del agua en el aula. Además, “Educa con Energía” incorporó a su currícula el tema de la cultura de la prevención para la identificación de riesgos existentes en la comunidad, como, por ejemplo, tomar las precauciones si se encuentra cerca de la Central Hidroeléctrica Yuncán.

EDUCACIÓN Y SALUD

Experimento, ciencia para todos (Chilca, Lima)

Quinientos niños chilcanos de cuatro (4) colegios del distrito recibieron, gracias a EnerSur y el apoyo técnico educativo del Instituto Apoyo, conocimiento científico para que puedan comprender las ciencias naturales y los fenómenos del medio ambiente de manera fácil y divertida.

A través del programa “Experimento, ciencia para todos”, alumnos y maestros de Chilca participaron de una novedosa técnica de enseñanza aplicada en Alemania dirigida a familiarizar a los alumnos de primaria con la ciencia y la tecnología, tomando como base contenidos trabajados en la currícula del curso de Ciencia y Medio Ambiente y con la supervisión de la Unidad de Gestión Educativa Local (Ugel 08).

Como parte de este programa, los estudiantes realizaron actividades de indagación científica guiados por sus



maestros, quienes recibieron materiales y capacitaciones especializadas a fin de que puedan liderar la enseñanza de las ciencias y la tecnología en sus aulas.

Este programa cuenta con el soporte de la fundación internacional Siemens Stiftung y se ejecuta también en Colombia, Chile y Argentina. Durante el 2014, EnerSur continuará el trabajo de “Experimento” para seguir despertando el interés de los niños en la ciencia.

Semana de la Técnica en Ilo (Ilo, Moquegua)

Como parte de sus actividades de proyección social dirigidas a la comunidad, en setiembre del 2013 EnerSur celebró con su equipo de voluntarios la Semana de la Técnica en Ilo, ofreciendo charlas gratuitas de Seguridad Industrial, Riesgos Eléctricos y Mantenimiento de Centrales Térmicas a aproximadamente 400 estudiantes del Instituto Tecnológico Público Luis E.

Valcárcel, ubicado en la Pampa Inalámbrica.

Durante los dos días de capacitación, el voluntariado de EnerSur pudo absolver las dudas de los estudiantes de los últimos ciclos de Electricidad, Electrónica e Industrial y, sobretodo, dar recomendaciones a los alumnos para su próxima vida laboral. El voluntariado de EnerSur respondió de esta forma al pedido de la dirección del instituto para que ingenieros de amplia trayectoria compartan su conocimiento y experiencia con los estudiantes.

Caravana Escolar de EnerSur (todas las sedes)

En marzo y abril del 2013 el compromiso con la educación motivó a EnerSur a completar una nueva edición de la “Caravana Escolar”, campaña dirigida a escolares de los niveles inicial, primaria y secundaria de las zonas de influencia ubicadas en Moquegua, Chilca, Pasco y Ancash. La iniciativa benefició a los

colegiales con paquetes de cuadernos, lapiceros, reglas, lápices y borradores que fueron de enorme utilidad durante el año escolar.

En total, se repartieron 16,000 paquetes escolares que beneficiaron a igual número de alumnos. La “Caravana Escolar” de EnerSur estuvo integrada por personal voluntario de la empresa que ayudó en la distribución del material escolar colegio por colegio.

Caravana de la Salud

En línea con el compromiso con las comunidades donde opera, durante el 2013 EnerSur realizó sendos esfuerzos para contribuir con la mejora de salud de sus comunidades vecinas.

Por ejemplo, por segundo año consecutivo EnerSur llevó la “Caravana de la Salud” al distrito de Huallanca y a la comunidad campesina de Quitarcas con el objetivo de ofrecer atenciones médicas gratuitas y de calidad con un equipo de médicos especialistas en medicina general, pediatría, ginecología y odontología.

Durante las jornadas de salud se atendió a 631 personas, quienes accedieron a los servicios gratuitos de laboratorio y exámenes ginecológicos, exámenes completos de orina y sangre, así como ecografías a las mujeres gestantes.

Por su parte, en Chilca, con el apoyo de la Universidad Peruana de



Ciencias Aplicadas (UPC) y la Universidad Peruana Cayetano Heredia (UPCH). se atendió a más de 800 niños de la IEP 20135 para una revisión minuciosa de sus dientes. EnerSur instaló tres unidades dentales para la atención de los escolares con problemas dentales, como curaciones y extracciones, entre otros.

Maratón de la Energía (Ilo, Moquegua)

Por decimosegundo año consecutivo, EnerSur organizó la “Maratón de la Energía”, fiesta deportiva que se realizó en la ciudad de Ilo. En la versión del 2013, la maratón reunió a más de 1,500 corredores, principalmente niños y jóvenes, quienes participaron en las categorías 5k y 10k.

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

Club Deportivo EnerSur (Ilo, Moquegua)

El Club Deportivo EnerSur cumplió 10 años de vida institucional comprometido íntegramente a fomentar la práctica del deporte en Ilo.



Desde su fundación, se encargó de promover la práctica de actividades físico-deportivas en la población ileña así como fomentar valores que influyan en la formación de la persona.

En el 2013 las divisiones menores del Club Deportivo EnerSur consiguieron importantes reconocimientos, como coronarse Campeón Provincial en la Categoría Sub-8 y Campeón Provincial de Moquegua y Departamental en la Categoría Sub-13. Igualmente, lograron el subcampeonato en las categorías provinciales sub-10 y sub-12.

El Club Deportivo EnerSur también tuvo una destacada participación en las categorías sub-8, sub-10 y sub-12 en la Copa Misti en la ciudad de Arequipa, logrando llegar hasta las semifinales, uno de los objetivos que se había trazado el club a inicios del 2013 para dar a conocer el trabajo competitivo con los niños en la ciudad de Ilo.



3.6.2 Voluntariado corporativo

Durante el 2013 el equipo de voluntariado de EnerSur participó en el mejoramiento de la infraestructura de instituciones educativas de las comunidades de Paucartambo (Pasco) y Quitaracsa (Ancash).

En Paucartambo, los voluntarios apoyaron en la construcción de un módulo prefabricado de aula psicomotriz para los niños en edad inicial del Centro Poblado de Santa Isabel. Junto a profesores y padres de familia de la zona armaron y se divirtieron aportando su valioso tiempo para que los niños de 0 a 3 años de la localidad tengan los estímulos necesarios para iniciar su vida educativa.

En esta misma línea, los voluntarios del proyecto C.H. Quitaracsa llegaron al Colegio 86897 “Juan Velasco Alvarado” del caserío de Sesci en Quitaracsa para compartir su tiempo y esfuerzo en mejorar las instalaciones de la institución educativa. El equipo de voluntarios llegó para pintar las mesas y sillas de todo el colegio, además de dar un mejor mantenimiento a los techos y paredes de las aulas del centro educativo. Asimismo, en representación de EnerSur los voluntarios entregaron adicionalmente escritorios, armarios y sillas para que los profesores tengan mejores condiciones en su labor de educar a los niños y niñas.

3.6.3 Asociación Fondo Social Yuncán

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

Durante el 2013, la AFSY realizó las siguientes acciones:

- Implementación del Centro de Salud de Paucartambo. Cuenta con 44 nuevos equipos médicos como, por ejemplo, una unidad de rayos X estacionaria y digital, que permite a los médicos obtener imágenes del cuerpo en alta calidad, lo que facilita el diagnóstico, entre otros.
- Construcción del local de usos múltiples en el anexo de Los Ángeles (centro poblado de Acopalca, Paucartambo).
- Instalación y mejoramiento de la infraestructura del centro educativo del anexo de Pumamarca (centro poblado Auquimarca, Paucartambo).
- Mejoramiento del sistema de agua potable en el anexo de Cutuchaca (centro poblado de Chupaca, Paucartambo).
- Construcción del cerco perimétrico del centro educativo primario del anexo de Liriopampa.
- Culminación de acabados del local de usos múltiples del anexo de Cochambra (centro poblado de Chupaca, Paucartambo).
- Mejoramiento y rehabilitación de las vías de acceso a las zonas de producción en la comunidad de Quiparacra, Huachón, a través de la adquisición de una excavadora hidráulica marca Caterpillar.





3.6.4 Publicaciones externas en zonas de influencia

Kunan y *El Chilcano* son dos experiencias exitosas en el manejo de la comunicación con las comunidades de influencia. Cada una es especial, pues responde a su propia realidad socioeconómica. Sus objetivos son claros y fundamentales:

- Integrar a la comunidad bajo un solo ideal. Por ser comunidades postergadas económicamente y carentes de medios de comunicación efectivos, *Kunan* y *El Chilcano* asocian en sus informaciones costumbres locales, sentimientos y regionalismos, de modo que se integren bajo factores de progreso y desarrollo, promoviendo la autosuperación.
- Promover el emprendimiento y la pequeña empresa. *Kunan* y *El Chilcano* informan y proponen soluciones innovadoras al mostrar experiencias exitosas de liderazgo empresarial, buscando ofrecer alternativas reales con ejemplos reales.

3.7 Premios y reconocimientos

Premio Ecoeficiencia Empresarial 2013

EnerSur obtuvo, por segunda ocasión, el Premio Ecoeficiencia Empresarial 2013 que organizó el Ministerio del Ambiente y la Universidad Científica del Sur con el apoyo de la Confederación Nacional de Instituciones Empresariales Privadas (Confiep). EnerSur ganó el premio en la categoría ecoeficiencia en la gestión de residuos sólidos por su proyecto “Reutilización de emisiones sólidas en Ilo, Moquegua”, al mostrar la eficiencia de la C.T. Ilo21 al implementar un sistema efectivo en el manejo de las cenizas producidas por la combustión del carbón.

Premio “Experiencia exitosa 2012”

EnerSur fue reconocida por su campaña de registros de incidentes “Poderosos y Seguros” con el Premio “Experiencia Exitosa 2012”, galardón que promueve

cada año la empresa Rímac Seguros entre sus clientes corporativos. El reconocimiento fue otorgado a EnerSur en virtud a su “destacada creatividad e innovación en la labor de prevención en la salud ocupacional y control de riesgos en el trabajo”.

La campaña de seguridad y salud ocupacional “Poderosos y Seguros” se puso en marcha en el 2012 con el propósito de elevar los reportes de incidentes y fomentar una cultura de la prevención en EnerSur. Para ello se implementó un plan de capacitación y sensibilización orientado a los colaboradores, además de una campaña de comunicación que explica la importancia y facilidad de registrar incidentes en beneficio de la seguridad en la compañía. Gracias a la campaña se logró un incremento de 400% en el número de reportes.



EnerSur obtuvo el Premio Ecoeficiencia Empresarial 2013 que organizó el Ministerio del Ambiente y la Universidad Científica del Sur.



EnerSur fue reconocida por su campaña de registros de incidentes “Poderosos y Seguros” con el Premio “Experiencia Exitosa 2012”.



4 Información financiera



4.1 Gestión financiera

La ganancia neta de EnerSur en el 2013 fue 27% mayor que en el 2012. La explicación para las variaciones en los principales rubros del estado de resultados integrales es la siguiente:

4.1.1 Ventas netas

Las ventas netas de energía eléctrica registradas por EnerSur al cierre del 2013 fueron USD 609.9 millones, 23% mayores respecto al ejercicio anterior (USD 496.1 millones). Esto se debió principalmente a la entrada en vigencia de nuevos contratos de clientes libres y regulados y a las ventas por potencia a partir de la entrada en operación comercial de la C.T. Reserva Fría Ilo31 en junio del 2013.

En el 2013 las ventas a SPCC representaron el 32.8% sobre el total de ventas, cifra menor a la registrada en el 2012 (40.5%) y en el 2011 (45.3%). Esta participación se viene reduciendo año a año, producto del crecimiento de EnerSur y la firma de nuevos contratos, y en línea con la estrategia de EnerSur de diversificar su portafolio de clientes.

4.1.2 Costo de ventas

En el 2013 el costo de ventas (USD 364.9 millones) fue mayor en 14% respecto al 2012 (USD 320.4 millones). Este incremento se debe principalmente a mayores costos de combustible y compra de energía y peaje, y a la depreciación generada a partir de la entrada en operación del ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno en noviembre del 2012 y posteriormente de la C.T. Reserva Fría Ilo31 en junio del 2013.

A continuación se detalla el incremento en los costos por combustibles:

- Mayor costo de gas, debido a una mayor generación de la C.T. ChilcaUno, sumado a un incremento en la tarifa.
- Mayor costo de petróleo (R500 y Diesel) debido a una mayor generación de la C.T. Ilo1

4.1.3 Gastos de administración

Los gastos de administración en el 2013 (USD 26.2 millones) fueron 24% mayores a los del 2012 (USD 21.2 millones), ello debido principalmente a mayores gastos por cargas de personal y servicios de terceros. Cabe mencionar que durante el cuarto trimestre del 2013 se registraron gastos no recurrentes por aproximadamente USD 1.5 millones relacionados a gastos por otros servicios.



4.1.4 Ingresos y gastos financieros

En el 2013, los ingresos financieros (USD 3.0 millones) fueron 69% menores respecto a los del 2012 (USD 9.8 millones) por menores ingresos por diferencia en tipo de cambio neta y menores intereses de depósitos a plazo a razón de un menor saldo promedio en caja.

Los gastos financieros del 2013 (USD 43.13 millones) se incrementaron un 182% respecto de los del año anterior (USD 15.32), principalmente por los gastos de intereses generados por las operaciones de arrendamiento financiero para la conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno y la construcción de la C.T. Reserva Fría Ilo31, que empezaron a devengarse a partir de la entrada en operación de dichas centrales. Adicionalmente, se generó mayores gastos por diferencia en cambio neto e intereses por préstamos de corto plazo.

4.1.5 Otros ingresos y otros gastos

En el 2013, los otros ingresos (USD 8.4 millones) se incrementaron con respecto a los del 2012 (USD 1.3 millones) principalmente por el reembolso del seguro por un siniestro ocurrido en la C.T. Ilo1 en el 2011. El monto total del reclamo ascendió a USD 4.7 millones.



4.1.6 Ganancia neta

La ganancia neta del ejercicio 2013 fue de USD 127.4 millones, 27% mayor a la del 2012 (100.6 millones). La utilidad básica por acción común en el 2013 fue de USD 0.568 frente a USD 0.449 en el 2012.



4.2 Financiamiento y endeudamiento

Durante el 2013, EnerSur ejecutó diversas operaciones con el objetivo de financiar nuevas inversiones y capital de trabajo:

- En mayo del 2013, en el marco del proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa se suscribió el contrato de Arrendamiento Financiero de Bienes entre EnerSur S.A. y Scotiabank Perú S.A.A. por un monto de hasta USD 70 millones para el financiamiento de la adquisición de parte de los bienes conforme estos se encuentran definidos en dicho contrato. De acuerdo a lo establecido en el contrato, el 11 de junio del mismo año, EnerSur ejerció su derecho a reducir el monto de capital financiado a un máximo de USD 60 millones.
- Durante los meses de junio, setiembre y diciembre del 2013, se suscribieron distintos contratos para préstamos de corto plazo por un total de USD 85 millones para financiar capital de trabajo con vencimientos entre 180 y 360 días.

Al 31 de diciembre del 2013, la deuda financiera fue de USD 726.4 millones, compuesta por:

- USD 1.8 millones que derivan del contrato de arrendamiento financiero (tercera unidad de la C.T. ChilcaUno) de obras civiles firmado con BBVA Continental. Este contrato devenga un interés anual de Libor + 1.12%. Dicho contrato tiene amortizaciones trimestrales y cuenta con un plazo de pago de cinco años, con vencimiento en diciembre del 2014.
- USD 256.7 millones que derivan del contrato de arrendamiento financiero (Ciclo Combinado C.T. ChilcaUno) de equipos y obras, firmado con el Banco de Crédito del Perú. Este contrato devenga un interés anual de 6.67%, con amortizaciones trimestrales por un plazo de 7 años, con vencimiento en diciembre del 2019.
- USD 15 millones del financiamiento de largo plazo otorgado por el Banco de Crédito del Perú, Citibank, BBVA Continental y Scotiabank. Esta deuda devenga un interés anual de Libor + 2.9%, con amortizaciones trimestrales con vencimiento en junio del 2015. En enero del 2009, EnerSur contrajo un swap de tasas de interés con Citibank mediante el cual fija la tasa Libor en 2.015% hasta su vencimiento.
- PEN 120.7 millones referentes a la 1ra emisión del “Primer programa de bonos corporativos de EnerSur”, emitidos a través de una oferta pública el 30 de noviembre del 2007 que devengan un cupón semestral de 6.8125%. Los bonos no son amortizables y se pagarán en su totalidad al vencimiento, el 30 de noviembre del 2017. Esta obligación tiene asociado un swap (de monedas y tasa de interés) con Citibank, que fija la tasa en 5.755% (tasa fija y pagos en dólares).
- PEN 84.1 millones referentes a la 2da emisión del “Primer programa de bonos corporativos de EnerSur”, emitidos a través de una oferta pública el 9 de junio del 2008, que devengan un cupón semestral de 7.1875%. Los bonos no son amortizables y se pagarán en su totalidad al vencimiento el 9 de junio del 2018. Esta obligación tiene asociado un swap (de monedas y tasa de interés) con Citibank, que fija la tasa en 6.169% (tasa fija y pagos en dólares).
- USD 10 millones referentes a la 3ra emisión del “Primer programa de bonos corporativos de EnerSur”, emitidos a través de una oferta pública el 9 de junio del 2008 que devengan un cupón semestral de 6.3125%. Los bonos no son amortizables y se pagarán en su totalidad el 9 de junio del 2028.
- USD 15 millones referentes a la 4ta emisión del “Primer programa de bonos corporativos de EnerSur”, emitidos a través de una oferta pública el 30 de junio

del 2009 que devengan un cupón semestral de 6.5%. Los bonos no son amortizables y se pagarán en su totalidad a su vencimiento el 30 de junio del 2016.

- PEN 75.6 millones referentes a la 5ta emisión del “Primer programa de bonos corporativos de EnerSur”, emitidos a través de una oferta pública el 30 de junio del 2009 que devengan un cupón semestral de 6.875%. Los bonos no son amortizables y se pagarán en su totalidad el 30 de junio del 2014. Esta obligación tiene asociado un swap (de monedas y tasa de interés) con el BBVA Continental, que fija la tasa en 5.375% (tasa fija y pagos en dólares).

- USD 25 millones referentes a la 6ta emisión del “Primer programa de bonos corporativos de EnerSur”, emitidos a través de una oferta pública el 3 de diciembre del 2010, que devengan un cupón semestral de 6.5%. Los Bonos no son amortizables y se pagarán en su totalidad al vencimiento el 3 de diciembre del 2025.

- PEN 42.4 millones referentes a la 7ma emisión del “Primer programa de bonos corporativos de EnerSur”, emitidos a través de una oferta pública el 3 de diciembre del 2010 que devengan un cupón semestral de 7.5938%. Los bonos no son amortizables y se pagarán en su totalidad al vencimiento el 3 de diciembre del 2020. Esta obligación tiene asociado un swap (de monedas y tasa de interés) con BBVA Continental, que fija la tasa en 5.9738% (tasa fija y pagos en dólares).



- USD 85.2 millones que derivan del contrato de arrendamiento financiero (Proyecto “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo”) de bienes, firmado con el Banco de Crédito del Perú. Este contrato devenga un interés anual de 5.70% con amortizaciones trimestrales por un periodo de 6 años, con vencimiento en mayo 2019.
- USD 97.5 millones que derivan del contrato de arrendamiento financiero (Proyecto “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo”) de Obras y Bienes, firmado con el BBVA Continental. Este contrato devenga un interés anual de 5.70% con amortizaciones trimestrales por un periodo de 6 años, con vencimiento en mayo 2019.
- USD 19.6 millones correspondientes al contrato de arrendamiento financiero de equipos firmado con Scotiabank, para financiar parte de la construcción de la C.H. Quitaracsa. Este financiamiento devenga un interés de 3.02% anual, con amortizaciones trimestrales que empezarán tres meses después de la fecha de activación.
- USD 25 millones de préstamo de corto plazo otorgados con Scotiabank de fecha 18 de setiembre del 2013. Este financiamiento devenga un interés anual de 1.50%, por un plazo de 359 días. Al vencimiento serán cancelados la totalidad de la deuda más los intereses devengados.
- USD 40 millones de préstamo de corto plazo otorgados con el BBVA Continental de fecha 11 de diciembre del 2013. Este financiamiento devenga un interés anual de 0.90%, por un plazo de 180 días. Al vencimiento serán cancelados la totalidad de la deuda más los intereses devengados.
- USD 20 millones de préstamo de corto plazo con Scotiabank de fecha 24 de diciembre del 2013. Este financiamiento devenga un interés anual de LIBOR (1M) + 0.80%, por un plazo de 178 días. Al vencimiento será cancelada la totalidad de la deuda, los intereses son cancelados mensualmente.

4.3 Dividendos

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

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

En la Junta Obligatoria Anual de Accionistas del 12 de marzo del 2013 se aprobó la distribución de utilidades del periodo 2012. Considerando que mediante sesión de Directorio del 13 de noviembre del 2012 se aprobó un pago de dividendos a cuenta de las utilidades del 2012 (generados al 30 de junio del 2012) por la suma de USD 15.6 millones, se fijó el 12 de abril del 2013 como fecha de pago del saldo pendiente de los dividendos a repartir por dicho ejercicio el cual ascendió a USD 14.6 millones.

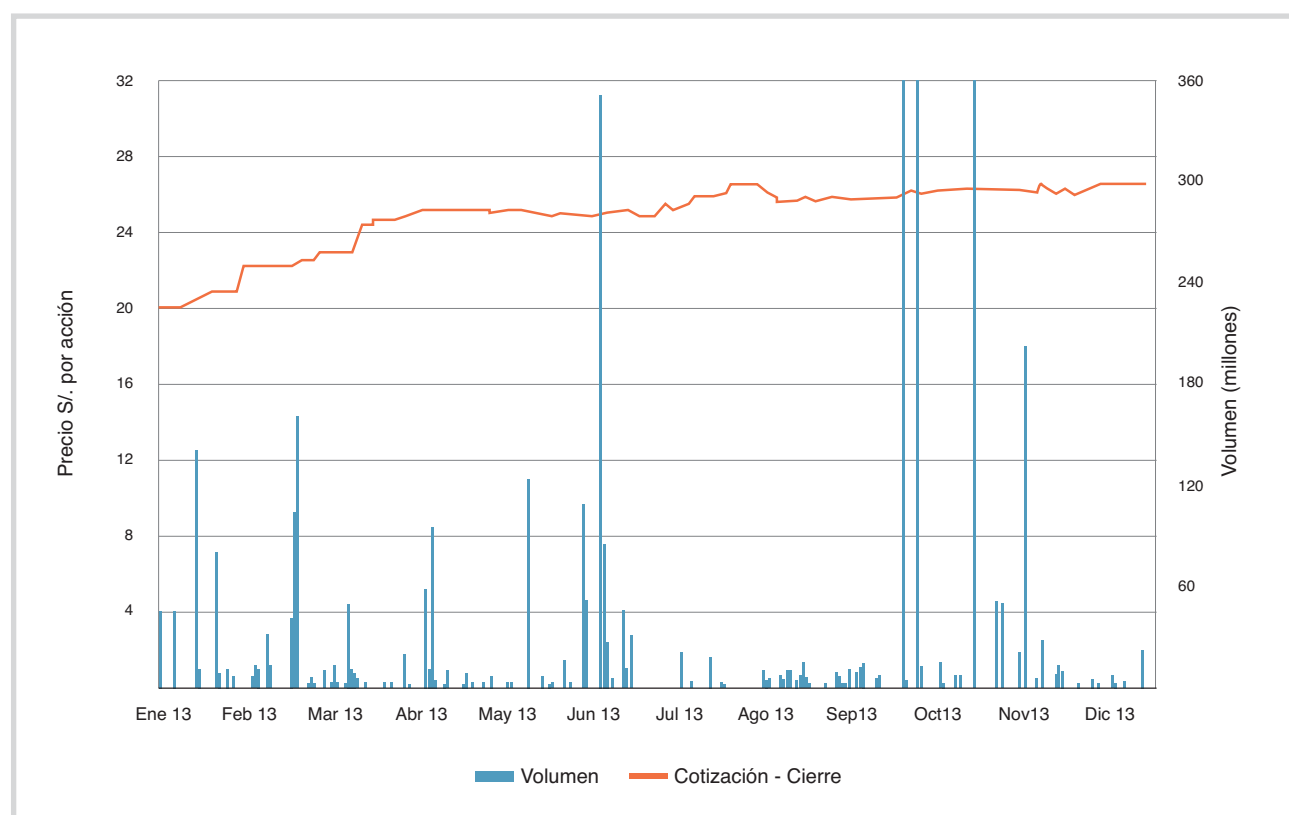
El Directorio de EnerSur aprobó, con fecha 12 de noviembre del 2013, distribuir un dividendo a cuenta de las utilidades acumuladas al 30 de junio del 2013 por un monto de USD 18.2 millones, equivalente al 30% de dichas utilidades, se fijó como fecha de entrega el día 10 de diciembre del 2013.



Cuadro 17 Información relativa a las acciones comunes de EnerSur

Código ISIN	Nemónico	Año	Cotizaciones 2013 (S/.)				
			Apertura	Cierre	Máxima	Mínima	Promedio
PEP702101002	ENERSUC1	2013-01	22.40	22.40	22.40	22.40	22.40
PEP702101002	ENERSUC1	2013-02	24.70	24.70	24.70	24.70	24.70
PEP702101002	ENERSUC1	2013-03	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34
PEP702101002	ENERSUC1	2013-04	25.10	25.10	25.10	25.10	25.10
PEP702101002	ENERSUC1	2013-05	26.50	26.50	26.50	26.50	26.50
PEP702101002	ENERSUC1	2013-06	25.85	25.85	25.85	25.85	25.85
PEP702101002	ENERSUC1	2013-07	26.30	26.30	26.30	26.30	26.30
PEP702101002	ENERSUC1	2013-08	26.74	26.74	26.74	26.74	26.74
PEP702101002	ENERSUC1	2013-09	25.80	25.80	25.80	25.80	25.80
PEP702101002	ENERSUC1	2013-10	25.60	25.60	25.60	25.60	25.60
PEP702101002	ENERSUC1	2013-11	25.07	25.07	25.07	25.07	25.07
PEP702101002	ENERSUC1	2013-12	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00

Gráfico 6 Evolución del precio de la acción de EnerSur y volumen negociado en el 2013 en la BVL





4.4 Cambios en los responsables de la elaboración y la revisión de la información financiera

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

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

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





Anexos

- A. Estados financieros auditados
- B. Buen gobierno corporativo

EnerSur S.A.

Dictamen de los Auditores Independientes

Estados Financieros
Años terminados el
31 de diciembre de 2013 y 2012



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 separados adjuntos de **Enersur S.A.**, una subsidiaria de International Power S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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 separados antes indicados presentan razonablemente, en todos sus aspectos materiales, la situación financiera de **Enersur S.A.** al 31 de diciembre de 2013 y 2012, su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

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

Refrendado por:



(Socio)

Isaac Carreño Álvarez
CPC Matrícula No. 40990

20 de febrero de 2014

ENERSUR S.A.
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012
(En miles de dólares estadounidenses [US\$000])

	Notas	2013 US\$000	2012 US\$000
ACTIVOS			
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	25,485	96,926
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	6	86,655	55,976
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	7	42	45
Otras cuentas por cobrar	8	19,672	3,570
Impuesto a las ganancias	24	3,379	274
Inventarios	9	78,798	35,831
Gastos pagados por anticipado	10	7,179	6,425
Total activos corrientes		221,210	199,047
ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Instrumentos financieros derivados	17	5,486	19,011
Gastos pagados por anticipado	10	27,725	24,609
Anticipos otorgados		22,399	24,282
Propiedades, planta y equipo (neto)	11	1,161,747	1,015,148
Activos intangibles (neto)	12	79,577	63,033
Total activos no corrientes		1,296,934	1,146,083
TOTAL		1,518,144	1,345,130

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

	Notas	2013 US\$000	2012 US\$000
PASIVOS Y PATRIMONIO			
PASIVOS CORRIENTES:			
Obligaciones financieras	15	199,900	73,875
Cuentas por pagar comerciales	13	42,129	32,449
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	7	156	130
Pasivo por beneficios a los empleados	14	11,793	10,608
Otras cuentas por pagar		8,197	16,327
Total pasivos corrientes		262,175	133,389
PASIVO NO CORRIENTE:			
Provisiones	29	2,078	2,284
Obligaciones financieras	15	526,278	590,374
Instrumentos financieros derivados	17	7,066	898
Impuesto a las ganancias diferido	25	81,794	68,050
Total pasivos no corrientes		617,216	661,606
Total pasivos		879,391	794,995
PATRIMONIO:			
Capital emitido	16	255,001	255,001
Reserva legal	16	15,634	13,816
Otras reservas de patrimonio		(4,730)	1,281
Resultados acumulados	16	372,848	280,037
Total patrimonio		638,753	550,135
TOTAL		1,518,144	1,345,130

ENERSUR S.A.

ESTADOS DE RESULTADOS

POR LOS PERÍODOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

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

	Notas	2013 US\$000	2012 US\$000
Ventas netas de energía eléctrica	18	609,917	496,128
Costo de ventas de energía eléctrica	19	(364,934)	(320,371)
Ganancia bruta		244,983	175,757
Gastos de administración	20	(26,210)	(21,165)
Otros ingresos	21	8,411	1,344
Otros gastos		(1,241)	(3,568)
Ingresos financieros	22	1,012	2,533
Gastos financieros	23	(38,317)	(14,824)
Diferencia de cambio, neta		(4,447)	4,904
Ganancia neta por instrumentos financieros derivados	17	1,611	1,858
Resultado antes de impuesto a las ganancias		185,802	146,839
Gasto por impuesto a las ganancias	24	(58,379)	(46,208)
Ganancia neta del ejercicio		127,423	100,631
Ganancia neta por acción			
Utilidad básica diluida por acción común (en dólares estadounidenses)	26	0.568	0.449

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 2013 Y 2012

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

	Notas	2013 US\$000	2012 US\$000
Ganancia neta del año		127,423	100,631
Componentes de otros resultados integrales que podrán ser reclasificadas posteriormente al estado de resultados:			
Variación neta por coberturas del flujo de efectivo		(8,587)	6,208
Otros resultados integrales antes de impuesto a las ganancias		(8,587)	6,208
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otros resultados integrales:			
Variación neta por coberturas del flujo de efectivo	25	2,576	(1,863)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otros resultados integrales		2,576	(1,863)
Otros resultados integrales despues de impuesto a las ganancias	17	(6,011)	4,345
Total otros resultados integrales del año		121,412	104,976

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

ENERSUR S.A.**ESTADOS DE CAMBIOS EN LAS CUENTAS DE PATRIMONIO**

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

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

	Capital social emitido		Reserva legal	Otras reservas de patrimonio- Variación neta flujos de efectivo	Resultados acumulados	Total patrimonio
	Acciones comunes	Capital adicional				
	US\$000 (Nota 16 (a))	US\$000 (Nota 16 (b))			US\$000 (Nota 16 (d))	US\$000
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2012	69,079	35,922	13,816	(3,064)	207,283	323,036
Ganancia neta del año	—	—	—	—	100,633	100,633
Otros resultados integrales del año, neto de impuesto	—	—	—	4,345	—	4,345
Total resultados integrales del año	—	—	—	4,345	100,633	104,978
Aumento de capital social	9,091	140,909	—	—	—	150,000
Dividendos decretados en efectivo	—	—	—	—	(27,879)	(27,879)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012	78,170	176,831	13,816	1,281	280,037	550,135
Ganancia neta del año	—	—	—	—	127,423	127,423
Otros resultados integrales del año, neto de impuesto	—	—	—	(6,011)	—	(6,011)
Total resultados integrales del año	—	—	—	(6,011)	127,423	121,412
Transferencia de reserva legal	—	—	1,818	—	(1,818)	—
Dividendos decretados en efectivo	—	—	—	—	(32,794)	(32,794)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	78,170	176,831	15,634	(4,730)	372,848	638,753

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros.

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

POR LOS PERÍODOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Cobranza correspondiente a:		
Venta de bienes y prestación de servicios	686,815	589,100
Intereses y rendimientos recibidos	1,187	4,397
Otras entradas de efectivo relativos a la actividad de operación	33,722	14,849
Pagos correspondientes a:		
Proveedores de bienes y servicios	(418,318)	(333,589)
Empleados	(19,531)	(15,913)
Impuesto a las ganancias y otros tributos	(41,997)	(81,371)
Intereses y rendimientos	(50,184)	(14,260)
Otros pagos de efectivo relativos a la actividad de operación	(79,258)	(44,178)
Flujos de efectivo y equivalentes al efectivo provenientes de actividades de operación	112,436	119,035
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Cobranza correspondiente a:		
Venta de propiedades, planta y equipo	70	34
Pagos correspondientes a:		
Compra de propiedades, planta y equipo	(4,292)	(2,565)
Obras en curso de propiedad, planta y equipo	(143,126)	(117,446)
Compra de activos intangibles	(18,393)	(2,194)
Flujos de efectivo y equivalentes al efectivo utilizados en actividades de inversión	(165,741)	(122,171)
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Cobranza correspondiente a:		
Obtención de préstamos a corto plazo	105,000	18,424
Emisión de acciones y otros instrumentos de patrimonio	—	150,000
Pagos correspondientes a:		
Amortización o pago de préstamos a corto plazo	(20,000)	(48,424)
Amortización o pago de préstamos a largo plazo	(10,000)	(10,000)
Pasivos por arrendamiento financiero	(60,342)	(3,705)
Dividendos	(32,794)	(27,879)
Flujos de efectivo y equivalentes al efectivo provenientes de (utilizados en) actividades de financiación	(18,136)	78,416
(DISMINUCIÓN) AUMENTO NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(71,441)	75,280
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL AÑO	96,926	21,646
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	25,485	96,926

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 2013 y 2012

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

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

(a) Constitución y actividad económica

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

La Compañía tiene por objeto la generación y transmisión de energía eléctrica en sistemas secundarios, a través de sus plantas de generación eléctrica ubicadas en los departamentos de Lima y Moquegua, y de la Central Hidroeléctrica de Yuncán ubicada en Cerro de Pasco; así como la venta de energía eléctrica a clientes regulados y libres dentro del territorio peruano que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del cual la Compañía es integrante.

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

(b) Aprobación de estados financieros

Los estados financieros correspondientes al año terminado el 31 de diciembre de han sido autorizados para su emisión el 14 de febrero de 2014 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 separados 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 2012, fueron aprobados por la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas con fecha 12 de marzo de 2013.

(c) Principales Contratos de Operación y Convenios

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

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

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

La venta total de energía, potencia y otros facturados a SPCC en 2013 fue de US\$199.88 millones (US\$200.89 millones en 2012) y representa el 32.77% (40.49% en 2012) del total de ventas de la Compañía (Nota 4 (a)).

(ii) Contrato de Usufructo

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

En cumplimiento de dicho contrato, la Compañía realizó los siguientes pagos que se encuentran registrados como Activos intangibles 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 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 2013, un monto de US\$6,311 (US\$6,448 en 2012) 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 2013 según contrato asciende a US\$57,291 (US\$50,980 al 31 de diciembre de 2012) y el saldo al 31 de diciembre de 2013, neto de amortización asciende a US\$27,880 (US\$25,085 al 31 de diciembre de 2012) (Nota 10).

- “Aporte social”, por un monto de US\$12.9 millones, el cual estuvo siendo depositado en un Fondo Fideicomiso (ahora Fondo Social) de acuerdo al calendario de pagos establecido (34 cuotas semestrales), para destinarse exclusivamente a la ejecución de proyectos de inversión en la zona de influencia del proyecto. En 2013, un monto de US\$781 (US\$798 en 2012) 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 2013 según contrato asciende a US\$7,047 (US\$6,267 al 31 de diciembre de 2012) y el saldo al 31 de diciembre de 2013, neto de amortización asciende a US\$3,552 (US\$3,204 al 31 de diciembre de 2012) (Nota 10).

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

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

La C.T. ChilcaUno ubicada en el distrito de Chilca, departamento de Lima, comprende tres turbinas 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.

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

- En junio de 2005, un contrato de construcción llave en mano denominado “Engineering Procurement and Construction” (EPC) con Siemens Westinghouse Power Corporation (SWPC) para la construcción de la primera y segunda turbina por US\$83.8 millones. La Gerencia decidió financiar la construcción de la segunda unidad mediante contratos de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú.
- 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 e incluye una ampliación de las cantidades contratadas, necesarias para la operación de la segunda unidad. Posteriormente, se han modificado los términos de este contrato a efectos de obtener el suministro de gas necesario para la operación de la tercera unidad de la C.T. ChilcaUno.
- En diciembre de 2004, un contrato de servicio de transporte de gas natural interrumpible con Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP). Este contrato tiene una vigencia de 15 años contados a partir del inicio de la prestación del servicio.
- En diciembre de 2007, un contrato y adendas de servicio de transporte de gas natural firme con (TGP) por una cantidad de 1.9 millones de m³/día, en virtud de la adjudicación de transformación parcial de la cantidad interrumpible. El contrato y sus adendas se encuentran vigentes hasta el 31 de diciembre de 2030.
- En agosto de 2007, la Compañía firmó un nuevo contrato EPC con SWPC para la construcción de la tercera turbina por un precio de US\$66.9 millones. La construcción empezó en el primer trimestre de 2008 y la Gerencia decidió financiarla mediante contratos de arrendamiento financiero con el BBVA Banco Continental (Nota 15).

- 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. Este volumen considerando además el volumen contratado actualmente (2,91 millones m³/día) permitirá cubrir el 100% del consumo total de la C.T. Chilca Uno.
- En mayo 2010 se firmó un contrato EPC con la empresa coreana POSCO Engineering & Contruction Co. Ltd. para la conversión a ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno. Esta nueva turbina a vapor tiene una potencia aproximada de 292 MW, la cual se sumará a la potencia actual de la C.T. ChilcaUno.
- En julio 2010 se firmó un contrato llave en mano con la empresa Siemens S.A.C. por el suministro de equipos y conexión del ciclo combinado a la sub-estación existente en 220 KV.
- La Gerencia decidió financiar la construcción de esta turbina mediante un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú por un monto de US\$310 millones (Nota 15).
- El 15 de noviembre de 2012 entró en operación comercial la turbina a vapor Ciclo Combinado de la C.T. ChilcaUno, con lo que la capacidad instalada total de la central asciende aproximadamente a 852 MW.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el caso de los contratos descritos en este acápite y acápite (iv), los pagos por adelantado realizados por la Compañía se registran en una cuenta de Anticipos otorgados y se reconocerán como activo fijo al momento de efectuarse el mantenimiento mayor según el programa establecido en los contratos. Durante el año 2012 no se realizaron mantenimientos mayores y en el 2013, la Compañía reconoció como activo un total de US\$9,701 correspondiente al mantenimiento mayor de la primera turbina de la C.T ChilcaUno.

Al 31 de diciembre de 2013, el saldo en Anticipos otorgados, que corresponde al pago por estos conceptos asciende a US\$22,399 (US\$24,282 al 31 de diciembre de 2012).

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

(vi) Contrato EPC y Contratos de Arrendamiento Financiero para el Proyecto “Reserva Fría de Generación-Planta Ilo”

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

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

La Compañía decidió financiar este proyecto mediante: (i) un contrato de arrendamiento financiero de bienes suscrito con el Banco de Crédito del Perú por un monto de hasta US\$100 millones y (ii) un contrato de arrendamiento financiero de obras y bienes con el BBVA Banco Continental por un monto de hasta US\$100 millones (Nota 15).

(vii) Contrato de Construcción Central Hidroeléctrica Quitaracsa

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. Este proyecto consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de aproximadamente 112 MW de potencia instalada, ubicada en el distrito de Yuracmarca, provincia de Huaylas, departamento de Ancash.

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 junio de 2013 la Gerencia decidió financiar parte de la construcción de la central mediante un contrato de arrendamiento financiero con Scotiabank por un monto de hasta US\$60 millones (Nota 15).

Al 31 de diciembre de 2013, el proyecto se encuentra en proceso y los desembolsos acumulados ascienden a US\$230,017 (US\$137,534 al 31 de diciembre de 2012) los cuales se presentan como Trabajo en Curso en el rubro Propiedades, planta y equipo del estado de situación financiera.

(viii) 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.

(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.
- 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 Antiligopolio en el Sector Eléctrico.
- Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014 (Ley N° 30115),

cuya Décima Disposición Complementaria dispone prorrogar la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016.

- Decreto de Urgencia N° 032-2010 que dicta medidas para acelerar la inversión y facilitar financiamiento para proyectos de electricidad.
- Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo N° 29-94-EM).
- Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y del Fondo de Inclusión Social Energético (Ley N° 29852), y su reglamento Decreto Supremo N° 021-2012-EM.
- Medidas transitorias relacionadas con la remuneración por Potencia firme de las unidades termoeléctricas, Decreto Supremo N° 032-2012-EM. Disposición de carácter temporal vigente mientras el concesionario de transporte de gas TGP no disponga las capacidades de transporte establecidas en la Adenda del contrato BOOT suscrita con el Estado Peruano.
- Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país (Ley N° 29970).

2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

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

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

Los estados financieros adjuntos fueron preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB, por sus siglas en inglés") vigentes al 31 de diciembre de 2013, las cuales incluyen las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), y las Interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), o por el anterior Comité Permanente de Interpretación (SIC) - adoptadas por el IASB. Para estos propósitos fue utilizada la base de costo histórico. El costo histórico se basa generalmente en el valor razonable de la contraprestación dada por el intercambio de activos.

El valor razonable es el precio que sería recibido al vender un activo, o pagado al transferir un pasivo en una transacción organizada entre participantes de mercado en una fecha de medición, independientemente del hecho que dicho precio sea directamente observable o estimable por medio de otra técnica de valuación. En la estimación del valor razonable de un activo o pasivo, la Compañía considera las características de dicho activo o pasivo en caso los participantes del mercado quisieran considerarlas al momento de colocarles un precio a la fecha de medición. El valor razonable para propósitos de medición

y/o revelación en estos estados financieros consolidados se determina sobre dicha base, a excepción de las transacciones de pagos basados en acciones (los cuales se encuentran dentro del alcance de la NIIF 2), transacciones de arrendamiento (dentro del alcance de la NIC 17), y las mediciones que tengan algunas similitudes al valor razonable pero no sean valor razonable, tales como el valor realizable neto en la NIC 2, o valor en uso en la NIC 36.

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

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

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

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

(b) Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

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

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

(c) Moneda funcional y de presentación

La Compañía prepara y presenta sus estados financieros en dólares estadounidenses, que es su moneda funcional. La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en el que opera una entidad, aquella que influye en los precios de venta de los bienes o servicios que comercializa, entre otros factores.

(d) Suministros y combustibles

Los suministros y combustibles se valúan al costo o al valor neto realizable, el que sea 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.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos estimados para poner las existencias en condición de venta y realizar su comercialización.

Por las reducciones del valor en libros de los suministros y combustibles a su valor neto realizable, se constituye una estimación para desvalorización de suministros y combustibles con cargo a los resultados del período en que ocurren tales reducciones.

(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 utilidad 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.

Pasivos financieros

Los pasivos financieros y los instrumentos de patrimonio se clasifican conforme al contenido de los acuerdos contractuales pactados y teniendo en cuenta la sustancia económica del contrato. Un instrumento de patrimonio es un contrato que representa una participación residual en el patrimonio de la Compañía una vez deducidos todos sus pasivos.

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

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

(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 un activo fijo ha sido puesto en uso, denominados principalmente mantenimientos mayores, se capitalizan como costo adicional del activo únicamente cuando pueden ser medidos confiablemente y es probable que tales desembolsos resulten en beneficios económicos futuros. Estos desembolsos serán amortizados en línea recta hasta la fecha del siguiente mantenimiento mayor. Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en el que son incurridos.

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

Las ganancias o pérdidas resultantes de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo se determina como la diferencia entre el producto de la venta y el valor en libros del activo, las cuales son reconocidas en la ganancia o pérdida del período en el momento en que la venta se considera realizada.

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

La depreciación de determinados activos se calcula con base en el método de línea recta sobre la vida útil restante estimada por la Compañía y para el caso de los activos presentados a valor razonable en base a la vida útil determinada por los tasadores independientes.

La depreciación se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes. La depreciación anual se reconoce como gasto o costo de otro activo, y se calcula considerando las siguientes vidas útiles estimadas para los diversos rubros:

	Años
Edificios y otras construcciones	Entre 3 y 40 años
Maquinarias y equipos	Entre 3 y 33 años
Unidades de transporte	Entre 5 y 17 años
Muebles y enseres	Entre 5 y 12 años
Equipos diversos y de cómputo	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 integrales.

(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 calificado) 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 Ilo 21 (C.T. Ilo 21), construcción de vía de acceso al Proyecto Quitaracsa y software, se registran al costo y están presentados neto de amortización acumulada. La amortización se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, en períodos que varían entre 1 y 30 años.

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

La Compañía revisa periódicamente los importes en libros de sus activos tangibles 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 utilidad del período, hasta el monto en que el valor en libros incrementado no supere el valor en libros que se habría sido determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro de valor para el activo (unidad generadora de efectivo) en años anteriores.

(l) Provisiones

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

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

En el caso de que se espere que una parte o la totalidad del desembolso necesario para cancelar la provisión sea rembolsado por un tercero, la porción a cobrar es reconocida como un activo cuando es prácticamente seguro 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 utilidad o pérdida del período cuando el trabajador ha desarrollado los servicios que les otorgan el derecho a recibirlos. Las obligaciones correspondientes a pagar se presentan como parte de pasivos para beneficios a los empleados.

(o) Reconocimiento de ingresos, costos y gastos

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

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

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

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

(p) Transacciones en moneda extranjera

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

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

(q) Impuesto a las ganancias

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

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

El impuesto a las ganancias diferido corresponde al monto de impuesto esperado a recuperar o pagar sobre las diferencias temporarias entre los valores en libros reportados de activos y pasivos, y sus

correspondientes bases fiscales. Los pasivos por impuestos a las ganancias diferidos son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporarias imponibles. Los activos por impuestos diferidos generalmente se reconocen para todas las diferencias temporarias deducibles y créditos fiscales, rebajas y pérdidas fiscales no aprovechadas, hasta la extensión en que se considere probable que la Compañía va a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales para poder hacerlos efectivos. Tales activos y pasivos no son reconocidos si las diferencias temporarias proceden de una plusvalía o del reconocimiento inicial (salvo en una combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una operación que no afecta ni al resultado fiscal ni al resultado contable.

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

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

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

(r) Ganancia por acción

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

(s) Efectivo y equivalentes al efectivo

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en bancos y las inversiones en depósitos a plazo con vencimientos inferiores a tres (3) meses.

3. NUEVAS NORMAS E INTERPRETACIONES EMITIDAS INTERNACIONALMENTE

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

Las siguientes normas e interpretaciones y modificaciones a las normas existentes fueron publicadas con aplicación obligatoria para los periodos contables que comenzaron a partir del 1 de enero de 2013 o periodos subsecuentes, pero no fueron relevantes para las operaciones de la Compañía:

• *Enmiendas a la NIIF 7 Revelaciones – Compensación de Activos Financieros y Pasivos Financieros.*

Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. Las enmiendas a la NIIF 7 incrementan los requerimientos de revelaciones para transacciones que involucran la compensación de activos financieros y pasivos financieros. Como consecuencia de dichas enmiendas, las entidades deberán revelar información con respecto a los derechos de compensación y arreglos relacionados (tales como requerimientos para registrar garantías) para aquellos instrumentos financieros bajo un acuerdo marco compensación aplicable, u otro acuerdo similar. Las enmiendas han sido de aplicación retrospectiva. Dado que la Compañía no posee ningún acuerdo de compensación, la aplicación de estas enmiendas no ha tenido ningún efecto material sobre las revelaciones o cifras reconocidas en los estados financieros.

• *NIIF 10 Estados Financieros Consolidados.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. La NIIF 10 sustituye algunas partes de la NIC 27 Estados Financieros Consolidados y Separados. SIC 12 Consolidación - Entidades de propósitos especiales ha sido retirada en relación a la emisión de la NIIF 10. Bajo la NIIF 10, hay sólo una base para la consolidación, que es el control. Además, incluye una nueva definición de control que contiene tres elementos: (a) poder sobre la sociedad en la que se participa, (b) exposición, o derechos, con retribución variable a partir de la participación en la sociedad, (c) capacidad de influir sobre la sociedad para afectar el importe de los retornos de los inversionistas. Una extensa guía se ha incluido en la NIIF 10 con escenarios complejos.

• *NIIF 11 Acuerdos Conjuntos.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. La NIIF 11 sustituye a la NIC 31 Participaciones en Negocios Conjuntos. La NIIF 11 trata cómo un acuerdo conjunto del cual dos o más compañías tienen el control conjunto debería ser clasificado. SIC 13 Entidades Conjuntamente Controladas - Contribuciones No monetarias por participantes ha sido retirada en relación a la emisión de la NIIF 11. Bajo la NIIF 11, los acuerdos conjuntos son clasificados como operaciones conjuntas o negocios conjuntos, dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes del acuerdo. Contrariamente en la NIC 31 había tres tipos de negocios conjuntos: entidades controladas conjuntamente, activos controlados conjuntamente y operaciones controladas conjuntamente. Además, los negocios conjuntos bajo la NIIF 11 tienen que ser contabilizados usando el método de participación, mientras que las entidades controladas conjuntamente, según la NIC 31 puedan ser contabilizadas usando el método de participación o el de consolidación proporcional.

• *NIIF 12 Revelaciones de Intereses en Otras Entidades.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. La NIIF 12 es una norma de revelación aplicable a entidades que tienen intereses en subsidiarias, acuerdos conjuntos, sociedades y/o entidades con estructura no consolidada. En

general, las exigencias en la NIIF 12 en temas de revelación son más exigentes que las normas vigentes, resultando en mayores revelaciones en los estados financieros.

- *NIC 27 (revisada en 2011) Estados Financieros Separados.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. La NIC 27 contiene requerimientos de registro y revelación para inversiones en subsidiarias, negocios en conjunto y asociadas cuando la entidad prepara estados financieros separados. La NIC 27 requiere a la entidad que prepara estados financieros separados que contabilice las inversiones al costo o de acuerdo con la NIIF 9.

- *NIC 28 (revisada en 2011) Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. La NIC 28 contiene requerimientos de registro para inversiones en asociadas y describe los requisitos para la aplicación del método patrimonial cuando se registra las inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

La Gerencia de la Compañía ha evaluado que la aplicación de las normas antes mencionadas no ha tenido ningún efecto sobre las revelaciones o cifras reconocidas en los estados financieros.

- *NIIF 13 Medición del Valor Razonable.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. La NIIF 13 establece un único recurso de guía para determinar el valor razonable y las revelaciones sobre la medición del valor razonable. La norma define el valor razonable, establece un marco para la medición del valor razonable y requiere revelaciones sobre la medición del valor razonable. El alcance de la NIIF 13 es amplio ya que se aplica tanto a instrumentos financieros, como a los no financieros para los cuales otras NIIF requieren o permiten medir a valor razonable y revelaciones sobre la medición del valor razonable, excepto en circunstancias específicas. En general los requerimientos de la NIIF 13 son más extensos que los exigidos en las normas actuales. Por ejemplo, información cualitativa y cuantitativa sobre la base de la jerarquía del valor razonable de los tres niveles que en la actualidad requiere los instrumentos financieros sólo bajo la NIIF 7 Instrumentos Financieros: información a revelar, se extenderá por la NIIF 13 para cubrir todos los activos y pasivos dentro de su alcance. La NIIF 13 es efectiva para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013 o posterior, permitiéndose su aplicación anticipada. La gerencia de la Compañía ha evaluado que la aplicación de esta norma no ha tenido un impacto significativo en los montos y revelaciones de los estados financieros.

- *Enmiendas a la NIC 1 - Presentación de elementos de otros resultados integrales.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. Las enmiendas a la NIC 1 mantiene la opción de presentar el estado de resultados y otros resultados integrales en un solo estado o en dos estados separados pero consecutivos. Sin embargo la enmienda a la NIC 1 requiere revelaciones adicionales que deben estar en la sección de otros resultados integrales de tal manera que estos elementos se agrupen en dos categorías: (a) elementos que no serán reclasificados posteriormente al estado de resultados (b) elementos que serán reclasificados posteriormente al estado de resultados cuando ciertas condiciones específicas se cumplan. El impuesto sobre las ganancias sobre elementos de otros resultados integrales es requerido para ser asignado a la misma base. La presentación de elementos de otros resultados integrales han sido modificados de acuerdo a los nuevos requerimientos. La gerencia de la Compañía ha evaluado que la aplicación de esta norma no ha tenido un impacto significativo en los montos y revelaciones de los estados financieros.

• *NIC 19 (revisada en 2011) Beneficios a los trabajadores.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. Las enmiendas a la NIC 19 modifican la contabilización de planes de beneficios definidos y beneficios por terminación. El cambio más significativo se refiere a la contabilización de los cambios en las obligaciones de beneficios definidos y plan de activos. Las enmiendas requieren el reconocimiento de los cambios en las obligaciones por beneficios definidos y en el valor razonable de los planes de activos cuando se producen, y por lo tanto eliminan el tratamiento intermedio permitido por la versión anterior de la NIC 19, y aceleran el reconocimiento de los costos de servicios pasados. Las modificaciones requieren que todas las ganancias y pérdidas actuariales sean reconocidas en otros resultados integrales a fin que los activos de pensiones neto o pasivo reconocido en el estado consolidado de posición financiera refleje el valor total del plan déficit o superávit. 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 gerencia no anticipa que la enmienda afecten los estados financieros de la Compañía, debido a que no cuentan con planes de pensión otorgados a sus trabajadores.

• *Enmiendas a NIIF Mejoras anuales a las NIIF ciclo 2009-2011.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. Las enmiendas incluyen enmiendas a NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo y NIC 32 Instrumentos Financieros: Presentación. Las enmiendas a la NIC 16 aclaran que los repuestos, equipos auxiliares importantes y equipo de mantenimiento permanente deben ser clasificados como propiedades, planta y equipos cuando cumplen las definiciones de NIC 16 o, en su defecto, inventarios. Las enmiendas a NIC 32 aclaran que los impuestos a las ganancias diferidos relacionados con distribuciones a los poseedores de instrumentos de capital y costos de transacción de una transacción de capital deben ser contabilizadas de conformidad con NIC 12 Impuestos a las Ganancias. La gerencia ha evaluado que la aplicación de estas enmiendas no han tenido un impacto significativo en los montos y revelaciones de los estados financieros.

• *CINIIF 20 Costos por Stripping en la fase de producción de una mina en superficie.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013. Aplicable a los costos por Stripping incurridos cuando una mina está en producción. De acuerdo con esta interpretación, los costos de stripping que generan un beneficio por mejora del acceso y cumplen con la definición anterior de un activo, son reconocidos como una adición o aumento de un activo existente bajo ciertas condiciones, mientras que aquellos relativos con actividades con actividades cotidianas de stripping operacional son contabilizados de conformidad con NIC 2 Inventarios. La gerencia ha evaluado que la aplicación de esta interpretación no es aplicable a las operaciones realizadas por la Compañía.

(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 periodos que comienzan con posterioridad a la fecha de presentación de estos estados financieros:

• *NIIF 9 Instrumentos Financieros.* La NIIF 9, la cual fue publicada en noviembre de 2009, introduce nuevos requerimientos para la clasificación y medición de activos financieros. La enmienda a la NIIF 9 en octubre de 2010 incluye los requerimientos para la clasificación y medición de pasivos financieros y des-

reconocimiento. A la fecha no existe una fecha dispuesta para su implementación obligatoria, sin embargo está permitida su aplicación anticipada. Las exigencias claves de la NIIF 9 son descritas a continuación:

La NIIF 9 requiere que todos los activos financieros reconocidos que están dentro del alcance de la NIC 39 Instrumentos financieros: Reconocimiento y medición sean medidos posteriormente a su costo amortizado o valor razonable. En concreto, las inversiones en instrumentos de deuda que se llevan a cabo dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea captar flujos de efectivo contractuales, y que cuyos flujos de efectivo contractuales correspondan exclusivamente a pagos de principal e intereses sobre capital, son generalmente medidos a su costo amortizado en períodos subsiguientes de la fecha de cierre.

El efecto más significativo de la NIIF 9 en relación a la clasificación y medición de los pasivos financieros se refiere a la contabilización de cambios en el valor razonable de un pasivo financiero atribuible a cambios en el riesgo de crédito de ese pasivo. En concreto, bajo la NIIF 9, para los pasivos financieros que están designados a valor razonable con cambios en resultados, el importe del cambio en el valor razonable del pasivo financiero, que sea atribuible a cambios en el riesgo de crédito del pasivo, es presentado en otros resultados integrales, a menos de que el reconocimiento de los efectos del cambio de riesgo de crédito del pasivo en otros resultados integrales origine o incremente un desajuste en la ganancia o pérdida. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo de crédito de un pasivo financiero no se reclasifican posteriormente al estado de resultados. Anteriormente bajo la NIC 39, el importe de variación en el valor razonable del pasivo financiero designado a valor razonable con cambios en resultados era presentado en el estado de resultados. La NIIF 9 es efectiva para periodos anuales que inician con posterioridad al 1 de enero 2015, y su aplicación anticipada está permitida. 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.

• Enmiendas a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 27 Entidades de Inversión. Efectiva para periodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2014, se permite la aplicación anticipada.

Las enmiendas a las NIIF 10 definen las entidades de inversión y requieren que aquellas entidades que cumplan con dichas definiciones no consoliden sus subsidiarias, sino que las midan al valor razonable con cambios en resultados en sus estados financieros separados y consolidados.

Las siguientes condiciones son requeridas para que una entidad califique como entidad de inversión:

- Que obtenga fondos de uno o más inversionistas con el propósito de proporcionarles servicios profesionales de gestión de inversiones.
- Que prometa a su(s) inversionista(s) que el fin de su negocio es invertir fondos únicamente para retornos de apreciación de capital, ingresos de inversión, o ambos.
- Que mida y evalúe el desempeño de prácticamente todas sus inversiones sobre una base de valor razonable.

Consecuentemente se han realizado enmiendas para que la NIIF 12 y la NIC 27 presenten nuevos requerimientos de revelaciones para las entidades de inversión.

La Gerencia de la Compañía no anticipa que las enmiendas sobre las entidades de inversión afecten los estados financieros, debido a que la Compañía no es una entidad de inversión.

• *Enmiendas a NIC 32 Compensación de activos y pasivos financieros.* Efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2014, y 2013 para lo relacionado con revelaciones. Las enmiendas aclaran asuntos de aplicación relativos a requisitos para la compensación de activos y pasivos financieros. Específicamente, las enmiendas aclaran el significado de los términos “tenga, en el momento actual, el derecho, exigible legalmente, de compensar” y “liquidar la cantidad neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente”. También requiere la revelación de información sobre derechos de compensación y acuerdos relacionados (tales como colaretas) para instrumentos financieros sujetos a un acuerdo marco de compensación ejecutable, o similares. La gerencia estima que la aplicación de estas enmiendas no tendrá un impacto significativo en los montos y revelaciones en los estados financieros.

• *CINIIF 21 Gravámenes.* Efectiva para los periodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2014. CINIIF 21 proporciona una guía sobre cuándo reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, tanto para los gravámenes que se contabilizará de acuerdo con la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes y aquellas en las que el momento y el importe del gravamen es cierto. La interpretación incluye la contabilización de la salida de recursos impuestos a las compañías por los gobiernos (incluyendo agencias gubernamentales y organismos similares), de conformidad con las leyes y/o reglamentos. Sin embargo, no incluye el impuesto a la renta, multas y otras sanciones, que se imponen por infracciones de la legislación. La Gerencia estima que la aplicación de esta interpretación no es aplicable a las operaciones realizadas por la Compañía.

4. INSTRUMENTOS Y RIESGOS FINANCIEROS

Categorías de instrumentos financieros

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Activos financieros:		
Préstamos y partidas a cobrar (incluyendo efectivo y equivalentes al efectivo):		
Efectivo y equivalentes al efectivo	25,485	96,926
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	86,655	55,976
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	42	45
Otras cuentas por cobrar	19,672	3,570
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	5,486	19,011
Total	137,340	175,528
Pasivos financieros:		
Al costo amortizado	776,660	713,155
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	7,066	898
Total	783,726	714,053

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 17).

A continuación se presenta el valor en libras 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 3 a los estados financieros:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Activos:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	30,432	118,238
Cuentas por cobrar comerciales	168,064	78,794
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	35	31
Otras cuentas por cobrar	4,507	1,521
Total	203,038	198,585
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	41,235	29,152
Otras cuentas por pagar	39,896	33,245
Obligaciones financieras (*)	323,779	323,779
Total	404,910	386,175
Posición pasiva, neta	(201,872)	(187,590)
Posición de compra de derivados	323,779	323,779

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

Los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera, están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio de oferta y demanda publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) vigente al 31 de diciembre de 2013, el cual fue US\$0.358 (US\$0.392 al 31 de diciembre de 2012) por S/.1.00.

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

	Aumento (disminución) en el tipo de cambio	Efecto en la utilidad antes del impuesto a las ganancias
	US\$000	US\$000
2013:		
U.S. Dólares / Nuevos Soles	+5%	(3,610)
U.S. Dólares / Nuevos Soles	-5%	3,610
2012:		
U.S. Dólares / Nuevos Soles	+5%	(3,677)
U.S. Dólares / Nuevos Soles	-5%	3,677

(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 2013 y 2012, 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 17) con lo cual mitiga el riesgo de tasa de interés y cualquier efecto en los estados financieros no es significativo.

El endeudamiento de corto y largo plazo a tasa fija y variable representa el 94.93% y el 5.07% respectivamente del total de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2013 (95.68% y el 4.32% al 31 de diciembre de 2012).

(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 equivalentes al 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 2013, con 21 clientes libres que representan un 47.13% de los ingresos totales que incluyen venta de energía eléctrica, potencia, entre otros (17 clientes libres que representaban un 55.12% de los ingresos totales al 31 de diciembre de 2012) y 14 contratos con clientes regulados que representan

un 52.87% de los ingresos totales (6 contratos con clientes regulados que representaban un 44.88% de los ingresos totales al 31 de diciembre de 2012). La concentración significativa de riesgo de crédito se origina por su principal cliente SPCC (Nota 1). Es importante mencionar que SPCC, sucursal de Southern Copper Corporation (SCC), es un cliente de reconocido prestigio a nivel internacional, uno de los principales productores y exportadores de cobre en Perú.

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

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

(c) Riesgo de liquidez

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

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

Al 31 de diciembre de 2013, el vencimiento contractual de los pasivos financieros no derivados es el siguiente:

	Menos de 1 año	1–2 años	2–5 años	Más de 5 años	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
2013:					
Obligaciones financieras	199,900	88,206	100,657	337,415	726,178
Cuentas por pagar comerciales	42,129	—	—	—	42,129
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	156	—	—	—	156
Otras cuentas por pagar	8,197	—	—	—	8,197
Total	250,382	88,206	100,657	337,415	776,660
2012:					
Obligaciones financieras	73,875	168,876	285,657	135,841	664,249
Cuentas por pagar comerciales	32,449	—	—	—	32,449
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	130	—	—	—	130
Otras cuentas por pagar	16,327	—	—	—	16,327
Total	122,781	168,876	285,657	135,841	713,155

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

	Menos de 3 meses	Entre 3 meses y 1 año	Entre 1 y 5 años	Más de 5 años	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Al 31 de diciembre de 2013					
Liquidación neta - Activo					
Cross Currency Swap	—	1,049	2,701	487	4,237
Liquidación neta - Pasivo					
Swaps de tasas de interés	65	136	33	—	234
Contratos de tipo de cambio futuro	985	2,738	676	—	4,399
Total	1,050	2,874	709	—	4,633
Al 31 de diciembre de 2012					
Liquidación neta - Activo					
Cross Currency Swap	—	1,661	3,352	885	5,898
Contratos de tipo de cambio futuro	184	155	1	—	340
	184	1,816	3,353	885	6,238
Liquidación neta - Pasivo					
Swaps de tasas de interés	103	269	235	—	607

(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:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Obligaciones financieras	726,178	664,249
Menos: Efectivo y equivalentes de efectivo	(25,485)	(96,926)
Deuda neta	700,693	567,323
Total Patrimonio	638,753	550,135
Índice de endeudamiento neto	109.70%	103.12%

(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 2013 y 2012 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:

	2013		2012	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Pasivos financieros:				
Obligaciones financieras	16,961	14,594	26,268	23,962

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.

Mediciones de valor razonable reconocidas en el estado de situación financiera

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

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

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
2013:				
Activos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	5,486	—	5,486
Pasivos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	7,066	—	7,066
2012:				
Activos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	19,011	—	19,011
Pasivos financieros:				
Instrumentos derivados en relaciones designadas de cobertura	—	898	—	898

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

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

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Caja y cuentas corrientes (a)	25,485	71,744
Depósitos a plazos (b)	—	25,182
Total	25,485	96,926

(a) Las cuentas corrientes corresponden a saldos mantenidos en entidades financieras locales y del exterior, en dólares estadounidenses y nuevos soles, y son de libre disponibilidad. El monto de la caja en dólares se tiene invertido en cuentas corrientes remuneradas a tasas de 0.60%. (0.90% en 2012).

(b) Los depósitos a plazo vencen entre 30 y 60 días y generan intereses a una tasa anual promedio de 2.08%.

6. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES, NETO

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Facturas	29,617	26,478
Energía y potencia entregada no facturada	57,044	29,504
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar	(6)	(6)
Total	86,655	55,976

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

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía mantenía cuentas por cobrar vigentes por US\$20,541 (US\$18,766 al 31 de diciembre de 2012).

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía mantiene cuentas por cobrar comerciales vencidas pero no deterioradas por US\$9,076 (US\$7,706 al 31 de diciembre de 2012), para los cuales no se ha establecido estimación por 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:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Entre 1 y 30 días	7,958	6,717
Entre 31 y 60 días	522	860
Más de 61 días	596	129
Total	9,076	7,706

La energía y potencia entregada no facturada corresponde a la remuneración por potencia y energía que el organismo regulador del sistema interconectado nacional, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES -SINAC), asigna mensualmente a cada generador y que comunica para que sean facturados a los demás generadores o distribuidoras miembros del SINAC. Dicha energía y potencia corresponde básicamente a las ventas del mes de diciembre. La energía y potencia entregada no facturada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 fue facturada y cobrada en enero de 2014 y enero de 2013, respectivamente.

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Saldos iniciales	6	13
Disminuciones	—	(7)
Saldos finales	6	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 2013 y 2012.

7. TRANSACCIONES Y SALDOS CON ENTIDADES RELACIONADAS

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

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la Compañía realizó las siguientes transacciones significativas con entidades relacionadas, en el curso normal de sus operaciones:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Compra de carbón a GDF SUEZ MANAGEMENT TRADING	8,033	—
Servicio de ingeniería para el Proyecto Reserva Fría y Quitaracsá recibido por LEME Sucursal Perú	—	2,156
Servicio de ingeniería para el Proyecto Quitaracsá recibido por LEME Sucursal Perú	2,248	1,880
Servicio de ingeniería para el Proyecto Quitaracsá recibido por LEME ENGENHARIA LTDA.	1,499	—
Comisión de Garantía para el Proyecto Reserva Fría recibido por GDF Suez	1,565	704
Servicio de asesoría y consultoría recibido de GDF Suez Energy Perú	770	786
Servicio de ingeniería y consultoría para proyectos recibido por Tractebel Engineering	535	259
Servicio de asesoría y consultoría recibido de LABORELEC	230	273
Servicios de asistencia administrativa y alquiler de oficina prestado a GDF Suez Energy Perú	291	295

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

	Relación	2013	2012
		US\$000	US\$000
Por cobrar no comerciales:			
GDF Suez Energy Perú S.A.	Relacionada	34	33
Egasur S.A.	Relacionada	8	12
Total		42	45
Por pagar no comerciales:			
GDF Suez Energy Perú S.A.	Relacionada	76	98
Laborelec	Relacionada	38	—
Tractebel Engineering	Relacionada	22	—
GDF Suez S.A.	Relacionada	20	22
Suez Energy Andino S.A.	Relacionada	—	10
Total		156	130

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 2013 y 2012 a la plana gerencial, que tiene la autoridad y responsabilidad de planificar, dirigir y controlar las actividades de la Compañía, fue de US\$2,160 y US\$2,047, respectivamente.

Las remuneraciones pagadas a Directores en 2013 ascienden a US\$65(US\$40 en 2012).

8. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Las otras cuentas por cobrar se componen de:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Anticipos a proveedores (a)	4,874	569
Saldo a favor por IGV (b)	9,691	2,333
Diversas (c)	5,107	668
Total	19,672	3,570

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

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

(c) La Compañía mantiene principalmente en este rubro, reclamaciones al seguro por reembolso de activos fijos, cuentas por cobrar a terceros por cierre de proyectos y reclamación de impuestos de años anteriores.

9. INVENTARIOS

Los inventarios se componen de lo siguiente:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Suministros y repuestos	15,022	13,495
Combustibles y carbón	58,489	21,537
Existencias por recibir (a)	5,287	799
Total	78,798	35,831

(a) Al 31 de diciembre de 2013 se encontraba en tránsito, adquisición de carbón para la Planta de Ilo la cual fue registrada en el rubro existencias por recibir.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2013 y 2012, no es necesario constituir estimación por deterioro de suministros y combustibles.

10. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Los gastos pagados por anticipado se componen de:

	Corriente		No corriente	
	2013	2012	2013	2012
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Derecho de Usufructo y Aporte Social (Nota 1 (c.ii))	3,949	3,949	27,483	24,340
Seguros	3,004	2,391	—	—
Otros	226	85	242	269
Total	7,179	6,425	27,725	24,609

11. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

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

	Terrenos	Edificios y otras instalaciones	Maquinaria y equipo	Unidades de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Trabajos en curso	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Costo:								
Saldo al 1 de enero de 2012	8,001	227,896	307,650	2,609	1,921	26,715	265,946	840,738
Adiciones	—	125	429	238	135	2,061	423,975	426,963
Retiros	(35)	(8)	(488)	(91)	(3)	(11)	(4,141)	(4,777)
Transferencias y otros cambios	(115)	83,706	272,391	(22)	—	1,837	(354,331)	3,466
Saldo al 31 de diciembre de 2012	7,851	311,719	579,982	2,734	2,053	30,602	331,449	1,266,390
Adiciones	—	52	988	166	235	2,719	192,519	196,679
Retiros	—	—	(440)	(346)	—	(112)	—	(898)
Transferencias y otros cambios	—	204,010	66,063	(53)	—	713	(278,307)	(7,574)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	7,851	515,781	646,593	2,501	2,288	33,922	245,661	1,454,597
Depreciación acumulada:								
Saldo al 1 de enero de 2012	—	60,232	144,723	1,838	858	11,021	—	218,672
Adiciones	—	8,377	22,091	207	175	2,235	—	33,085
Retiros	—	(1)	(428)	(81)	—	(5)	—	(515)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	—	68,608	166,386	1,964	1,033	13,251	—	251,242
Adiciones	—	7,914	26,406	148	182	2,663	—	37,313
Retiros	—	—	—	(338)	—	(60)	—	(398)
Transferencias y otros cambios	—	3,973	696	64	(5)	(35)	—	4,693
Saldo al 31 de diciembre de 2013	—	80,495	193,488	1,838	1,210	15,819	—	292,850
Costo neto:								
Al 31 de diciembre de 2013	7,851	435,286	453,105	663	1,078	18,103	245,661	1,161,747
Al 31 de diciembre de 2012	7,851	243,111	413,596	770	1,020	17,351	331,449	1,015,148

(a) Las propiedades, planta y equipos neto clasificados por Centrales de Generación Eléctrica al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son como sigue:

	ChilcaUno	Ilo1	Ilo2	Ilo3	Yuncán	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Al 31.12.2012	497,246	20,356	159,876	—	6,061	683,539
Al 31.12.2013	492,839	23,492	156,979	234,606	7,524	915,440

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

	Años de vida útil	2013	2012
		US\$000	US\$000
Edificios	3, 25 y 40	176,386	135,644
Maquinarias y equipos	15, 25 y 30	531,625	328,518
		708,011	464,162
Menos – depreciación acumulada		(79,805)	(62,624)
Total		628,206	401,538

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

	Notas	2013	2012
		US\$000	US\$000
Costo de venta de energía eléctrica	19	41,150	32,279
Gastos de administración	20	856	806
Total		42,006	33,085

(d) En noviembre de 2006, la Compañía suscribió dos contratos de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú para financiar la segunda unidad de la C.T. ChilcaUno. El costo de los activos adquiridos para la construcción de este activo ascendió a US\$47,367 y se encuentran contabilizados en sus respectivas cuentas. La depreciación acumulada de este activo es de US\$19,273 (US\$17,820 al 31 de diciembre de 2012).

(e) En diciembre de 2007 la Compañía suscribió dos contratos de arrendamiento financiero con el BBVA Banco Continental para financiar la tercera unidad de la misma (Nota 15). El costo de los activos adquiridos para la construcción de este activo ascendió a US\$82,517, y se encuentran contabilizados en sus respectivas cuentas de activo fijo. La depreciación acumulada de este activo es de US\$19,643 (US\$16,854 al 31 de diciembre de 2012).

(f) En junio de 2010 la Compañía suscribió un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú para financiar la conversión de la C.T. ChilcaUno a Ciclo Combinado (Nota 15). Este proyecto consistió en el cierre de los ciclos de las tres turbinas de gas de la C.T. ChilcaUno, e instalación de una nueva turbina a vapor de una potencia aproximada de 292 MW, la cual empezó a operar en noviembre de 2012. Al 31 de diciembre de 2013, el valor en libros de los desembolsos efectuados para la construcción de este activo ascendió a US\$346,471, los cuales se encuentran contabilizados en sus respectivas cuentas de activo fijo. Al 31 de diciembre de 2013, los costos de financiamiento capitalizados ascendieron a US\$27,905 (US\$28,128 al 31 de diciembre de 2012). La depreciación acumulada de este activo es de US\$9,603 (US\$739 al 31 de diciembre de 2012).

(g) En abril de 2011 la Compañía suscribió dos contratos de arrendamiento financiero para financiar el Proyecto Reserva Fría (Nota 15). Este proyecto consistió en la construcción y operación de una central termoeléctrica dual ubicada en Ilo, con una capacidad aproximada de 400 MW (+/- 15%), 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. Al 31 de diciembre de 2013, el valor en libros de los desembolsos efectuados para la construcción de este activo asciende a US\$239,071 los cuales se encuentran contabilizados en sus respectivas cuentas de activo fijo. Los costos de financiamiento capitalizados ascendieron a US\$21,345 (US\$14,268 al 31 de diciembre de 2012).

(h) En junio de 2013, la Compañía suscribió un contrato de arrendamiento financiero para financiar parte de la construcción de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa (Nota 15). Este proyecto consiste en la implementación de una central hidroeléctrica de aproximadamente 112 MW de potencia instalada, ubicada en el distrito de Yuracmarca, provincia de Huaylas, departamento de Ancash. Al 31 de diciembre de 2013, el valor en libros de los desembolsos efectuados para la construcción de este activo asciende a US\$230,017 (US\$137,534 al 31 de diciembre de 2012) los cuales se encuentran contabilizados como Trabajos en curso.

(i) De acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia, al 31 de diciembre de 2013 la Compañía tiene contratadas pólizas de seguros contra todo riesgo, que le permiten asegurar sus principales activos hasta por una suma asegurada de US\$1,260,117. Adicionalmente, la Compañía cuenta con un seguro por Lucro Cesante en caso de pérdidas económicas producto de daños a las centrales por un monto US\$353,144. 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. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO

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

	Derechos Contrato Yuncán (b)	Software	Proyecto Quitaracsa (c)	Otros	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Costo:					
Saldos al 1 de enero de 2012	54,389	2,942	15,251	5,099	77,681
Adiciones	—	254	6,339	539	7,132
Retiros	—	—	—	(121)	(121)
Otros cambios	—	—	(2,014)	(1,589)	(3,603)
Saldos al 31 de diciembre de 2012	54,389	3,196	19,576	3,928	81,089
Adiciones	—	124	—	3,179	3,303
Otros cambios	—	95	18,025	(2,736)	15,384
Saldos al 31 de diciembre de 2013	54,389	3,415	37,601	4,371	99,776
Amortización:					
Saldos al 1 de enero de 2012	11,482	2,867	—	1,368	15,717
Adiciones	1,813	181	—	345	2,339
Saldos al 31 de diciembre de 2012	13,295	3,048	—	1,713	18,056
Adiciones	1,813	220	—	110	2,143
Saldos al 31 de diciembre de 2013	15,108	3,268	—	1,823	20,199
Costo neto:					
Saldos al 31 de diciembre de 2013	39,281	147	37,601	2,548	79,577
Saldos al 31 de diciembre de 2012	41,094	—	19,576	2,215	63,033

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

	%
Derechos Contrato Yuncán	3
Software	33.33
Otros	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\$29,151 (US\$11,126 al 31 de diciembre de 2012) 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 permitirán a la Compañía acceder a la Central Hidroeléctrica Quitaracsa. Al 31 de diciembre de 2013, la construcción de la Carretera Quitaracsa presenta un grado de avance 80% (31% al 31 de diciembre de 2012).

(d) El gasto por amortización del ejercicio ha sido registrado en los siguientes rubros del estado de resultados:

	Notas	2013 US\$000	2012 US\$000
Costo de venta de energía eléctrica	19	1,908	2,236
Gastos de administración	20	235	103
Total		2,143	2,339

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:

	2013 US\$000	2012 US\$000
Dentro de los plazos de vencimiento	37,783	29,351
Entre 1 y 30 días	2,983	2,860
Entre 31 y 60 días	1,123	67
Más de 61 días	240	171
Total	42,129	32,449

14. PASIVO POR BENEFICIO A LOS EMPLEADOS

Los pasivos por beneficio a los empleados se componen de:

	2013 US\$000	2012 US\$000
Remuneraciones y vacaciones	6,400	4,724
Participaciones a los trabajadores	5,138	5,649
Aportes previsionales y de seguridad social:		
Administradoras de Fondos de Pensiones - AFP	144	135
ESSALUD	111	100
Total	11,793	10,608

15. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Las obligaciones financieras se componen de:

	Vencimiento	Corriente		No corriente	
		2013	2012	2013	2012
		US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Bonos corporativos (a)	Entre junio 2014 y 2028	27,058	—	138,484	176,648
Préstamo bancario (b)	Junio y setiembre 2014	85,000	—	—	—
Préstamo sindicado (c)	Junio 2015	10,000	10,000	5,000	15,000
Arrendamientos financieros (d)	Entre diciembre 2014 y diciembre 2019	77,842	63,875	383,000	399,272
		199,900	73,875	526,484	590,920
Ajuste al costo amortizado		—	—	(206)	(546)
Total		199,900	73,875	526,278	590,374

(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:

Bonos	Inicio	Vencimiento	Tasa de interés	Saldos al	
				2013	2012
				US\$000	US\$000
Primera Emisión por (en miles) S/.120,700	30/11/2007	30/11/2017	6.8125% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	43,199	47,352
Segunda Emisión por (en miles) S/.84,105	09/06/2008	09/06/2018	7.1875% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	30,102	32,995
Tercera Emisión por (en miles) US\$10,000	09/06/2008	09/06/2028	6.3125% (interés anual fijo en dólares)	10,000	10,000
Cuarta Emisión por (en miles) US\$15,000	30/06/2009	30/06/2016	6.50% (interés anual fijo en dólares)	15,000	15,000
Quinta Emisión por (en miles) S/.75,600	30/06/2009	30/06/2014	6.875% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	27,058	29,659
Sexta Emisión por (en miles) US\$25,000	03/12/2010	03/12/2025	6.50% (interés anual fijo en dólares)	25,000	25,000
Séptima Emisión por (en miles) S/.42,420	03/12/2010	30/06/2020	7.5938% (interés anual fijo en nuevos soles) (i)	15,183	16,642
Total obligaciones a valor nominal				165,542	176,648

(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 17).

Mediante acuerdo de la junta General de Accionistas de fecha 5 de setiembre de 2012, se aprobó el Segundo Programa de Bonos Corporativos de Enersur S.A., hasta por un monto total en circulación de US\$500 millones, o su equivalente en Nuevos Soles, la vigencia del programa será de dos (2) años contados a partir de la fecha de inscripción del Programa en el Registro Público del Mercado de Valores de la Superintendencia del Mercado de Valores. Dicho plazo será renovado automáticamente, y por única vez por un periodo de dos (2) años adicionales, salvo que, de común acuerdo entre la Entidad Estructuradora y el Emisor, decidan no renovar el Programa, sin necesidad del consentimiento de los titulares de los Bonos ni del representante de los obligacionistas.

(b) Los préstamos bancarios mantenidos por la Compañía al 31 de diciembre de 2013 corresponden a:

(i) Préstamo por US\$25 otorgado por Scotiabank el 18 de setiembre de 2013. Este préstamo devenga intereses a una tasa efectiva anual de 1,50%.

(ii) Préstamo por US\$20 otorgado por Scotiabank el 24 de diciembre de 2013. Este préstamo devenga intereses a una tasa anual de 1 mes Libor + 0,80% y los fondos obtenidos se utilizaron para financiar activos fijos relacionados con el Proyecto Quitaracsa.

(iii) Préstamo por US\$40 otorgado por el BBVA Banco Continental el 11 de diciembre de 2013. Este préstamo devenga intereses a una tasa efectiva anual de 0,90%.

(c) El préstamo Sindicado fue otorgado el 30 de junio de 2005 por un grupo de bancos nacionales por un monto de US\$100 millones con vencimiento en junio 2015. Los fondos obtenidos de este préstamo fueron utilizados para cancelar una deuda contraída con el Banco de Crédito del Perú, completar los pagos del Contrato de Usufructo de la C.H. Yuncán y para la adquisición de activos fijos. Este préstamo devenga interés a LIBOR a tres meses más 2.90%. La Compañía para cubrir su exposición al riesgo de tasa de interés contrató un swap de intereses (Nota 17).

En junio de 2008, la Compañía suscribió una adenda al contrato de préstamo, en la cual se elimina el paquete de garantías que fueron otorgadas, así como el fideicomiso de flujos de cobro de SPCC y la flexibilización y/o eliminación de algunos resguardos financieros.

(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	
			2013 US\$000	2012 US\$000	2013 US\$000	2012 US\$000	2013 US\$000	2012 US\$000
Banco de Crédito del Perú Saldo por pagar, neto de interés 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	256,728	299,515	42,788	42,788	213,940	256,727
Saldo por pagar, neto de interés 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	85,156	85,046	15,483	8,879	69,673	76,167
Scotiabank Montos desembolsados a la fecha para financiar parte de la construcción de la Central Hidroeléctrica de Quitaracsa 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%.	60,000	Marzo 2017	19,611	—	—	—	19,611	—

^

Acreedores	Monto autorizado y/o usado US\$000	Vencimiento	Saldos pendientes de pago					
			Total		Corriente		No corriente	
			2013 US\$000	2012 US\$000	2013 US\$000	2012 US\$000	2013 US\$000	2012 US\$000
BBVA Banco Continental								
Saldo por pagar, neto de intereses e IGV, proveniente del contrato para la construcción de la tercera unidad de la C.T. ChilcaUno. El contrato establece amortizaciones trimestrales de capital. Devenga intereses anuales a LIBOR a 3 meses más 1.12% con plazo de 5 años.	66,970	Diciembre 2014	1,843	3,676	1,843	1,833	—	1,843
Saldos por pagar, neto de intereses e IGV, proveniente del contrato para la construcción del proyecto Reserva Fria 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	97,504	74,910	17,728	10,375	79,776	64,535
Total			460,842	463,147	77,842	63,875	383,000	399,272

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Hasta un año	103,444	81,259
Entre uno y dos años	104,529	95,179
Entre dos y tres años	102,177	88,822
Más de tres años	234,073	298,579
Total a pagar incluyendo cargo financiero	544,223	563,839
Cargo financiero por aplicar a resultados de ejercicios futuros	(83,381)	(100,692)
Total	460,842	463,147

En relación con los contratos de arrendamiento financiero para la Conversión de la C.T. ChilcaUno a Ciclo Combinado, el 4 de junio de 2010 la Compañía suscribió con el Banco de Crédito del Perú, un contrato en el que se constituye derecho real de superficie y derecho de acceso a favor del Banco de Crédito del Perú, sobre una parte del inmueble (propiedad de la Compañía) donde se encuentra la planta de generación termoeléctrica, con la finalidad expresa de que se lleve a cabo la construcción, instalación e implementación de las obras a que se refieren los contratos de arrendamiento financiero y el EPC. Este contrato se encontrará vigente hasta que la Compañía ejerza la opción de compra o 30 años a partir de la fecha de activación lo que ocurra primero.

Para el financiamiento del Proyecto Reserva Fría de Generación-Planta Ilo, la Compañía suscribió en abril de 2011 dos Contratos de Arrendamiento Financiero con el Banco de Crédito del Perú y el BBVA Banco Continental; asimismo, se suscribieron los Acuerdos de Subordinación relacionados con el programa de bonos corporativos, el préstamo sindicado y los otros contratos de arrendamiento financiero mantenidos con dichas instituciones financieras. A partir del mes de setiembre de 2013, dichos financiamientos dejaron de ser subordinados porque se cumplieron las condiciones acordadas en el contrato de financiamiento.

(e) Los principales resguardos financieros que la Compañía debe cumplir con respecto a sus obligaciones financieras y que se detallan en el contrato del préstamo sindicado, en los contratos de arrendamiento financiero y en el prospecto marco del Primer Programa de Bonos Corporativos, son:

- Mantener un ratio de endeudamiento menor a 2, para el caso del préstamo sindicado.
- Mantener un ratio de cobertura de deuda menor a 3.50 (todos).

El cumplimiento de estos resguardos financieros es supervisado por la Gerencia y, en su opinión, la Compañía ha cumplido con dichos resguardos financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

16. PATRIMONIO

(a) Capital Emitido

Al 31 de diciembre de 2013 el capital social está representado por 224,297,295 acciones comunes, (224,297,295 acciones al 31 de diciembre de 2012) de S/.1.00 de valor nominal cada una (equivalente a US\$0.358), íntegramente suscritas y pagadas.

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

Accionistas	Accionistas	Participación
	Nº	%
International Power S.A.	138,553,054	61.77
IN-Fondo 2	17,157,047	7.65
Rimac International Cía. de Seguros y Reaseguros	11,466,698	5.11
Otros (446 accionistas)	57,120,496	25.47
	224,297,295	100.00

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

	2013	2012
	Nº	%
En circulación al inicio del año	224,297,295	199,970,023
Aumento por emisión	—	24,327,272
En circulación al final del año	224,297,295	224,297,295

Al 31 de diciembre de 2013 la cotización bursátil (en la Bolsa de Valores de Lima) por acción fue de S/.25.00 (S/.20.00 al 31 de diciembre de 2012).

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.

Así también, incluye el diferencial entre el aporte de capital de los accionistas por US\$150,000 y US\$9,091, correspondiente al valor en dólares estadounidenses de las 24,327,272 acciones comunes de S/.1.00 de valor nominal.

(c) Reserva Legal

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la reserva legal se constituye transfiriendo como mínimo 10% de la utilidad neta de cada ejercicio, después de deducir pérdidas acumuladas, hasta que alcance un monto equivalente a la quinta parte del capital. En ausencia de utilidades no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal debe ser destinada a compensar pérdidas, pero debe ser repuesta. La reserva legal puede ser capitalizada, pero igualmente debe ser repuesta. Al 31 de diciembre de 2013, la reserva legal alcanza la quinta parte del capital social.

(d) Resultados acumulados

De acuerdo con lo señalado por el Decreto Legislativo No. 945 del 23 de diciembre de 2003, que modificó la Ley del Impuesto a la Renta, las personas jurídicas domiciliadas que acuerden la distribución de dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades, retendrán el 4.1% del monto a distribuir, excepto cuando la distribución se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

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

Distribución de dividendos

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

Durante el ejercicio 2013 y 2012 se pagaron dividendos por US\$32,794 y US\$27,879 como sigue:

Fecha del Acuerdo de Directorio o Junta Obligatoria Anual de Accionistas	Ejercicio	Dividendo total US\$000	Dividendo por acción común US\$000
2013:			
12 de noviembre	Adelanto del ejercicio 2013	18,158	0.0810
12 de marzo	Saldo del ejercicio 2012	14,636	0.0653
Total		32,794	
2012:			
11 de diciembre	Adelanto del ejercicio 2012	15,553	0.0693
3 de abril	saldo del ejercicio 2011	12,326	0.0550
Total		27,879	

17. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

La Compañía utiliza contratos swap para cubrir el riesgo de cambios en tasas de interés y en tipos de cambio. Los efectos de la contabilización de los instrumentos financieros derivados que mantiene la Compañía al 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
	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	2,480	16,833	1,983	2,349	(2,273)	3,754
Contrato swap - Proyecto Quitaracsa	(3,863)	1,801	—	—	(3,965)	416
Contrato swap - Préstamo Sindicado	(197)	(521)	(372)	(491)	227	175
Total	(1,580)	18,113	1,611	1,858	(6,011)	4,345
Total activo	5,486	19,011				
Total pasivo	(7,066)	(898)				

Instrumento financiero derivado relacionado a Bonos Corporativos

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

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

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

La ganancia generada en los cross currency swaps liquidados durante 2013 fue de US\$1,983 (US\$2,349 en 2012).

Instrumento financiero derivado relacionado al Proyecto Quitaracsa

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

De la misma manera para mitigar riesgo de variaciones de tipo de cambio en los desembolsos para el proyecto, en el 2013 se contrató con el Scotiabank un segundo swap de moneda. El vencimiento de este instrumento es en febrero de 2015.

Instrumento financiero derivado relacionado al Préstamo Sindicado

Para cubrirse de las fluctuaciones de la tasa de interés variable (LIBOR) establecida para el Préstamo Sindicado (Nota 15 (c)) ascendente a US\$65,000, en enero de 2009, la Compañía contrató con el Citibank, instrumentos financieros derivados de tasas de interés para mitigar dicho riesgo. La Compañía intercambió LIBOR a tres meses más un spread de 2.90% por una tasa de interés fija de 2.015% más un spread de 2.90%. El vencimiento de este instrumento es en junio de 2015.

Durante 2013, la pérdida generada por las liquidaciones de este instrumento financiero derivado ascendió a US\$372 (US\$491 en 2012).

18. VENTAS NETAS DE ENERGIA ELECTRICA

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Ventas de energía	360,361	321,710
Ventas de potencia	151,875	106,617
Ventas de peaje	58,035	43,160
Compensaciones COES	4,045	3,149
Compensaciones D.U. N° 049	28,448	13,923
Otros ingresos	7,153	7,569
Total	609,917	496,128

Mediante D.U. No. 049-2008, promulgado el 18 de diciembre de 2008, se ha establecido que los retiros físicos de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a precios en barra del mercado regulado, en proporción a la Energía Firme Eficiente Anual de cada generador, menos sus ventas de energía por contratos. La norma rige a partir del 1 de enero de 2009 y su vigencia fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2013 mediante D.U. No. 079-2010 del 15 de diciembre de 2010.

19. COSTO DE VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Consumo de combustibles	174,345	154,279
Compra de energía, potencia y peaje	92,370	87,967
Cargas de personal	15,366	15,210
Consumo de suministros y repuestos	6,725	3,957
Derecho de usufructo y aporte social (Nota 1 (c))	3,949	3,949
Aporte 1% Empresas Eléctricas	5,045	4,425
Mantenimiento de equipos industriales	5,649	5,654
Otros gastos de generación	17,792	9,848
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación (Nota 11 (c))	41,150	32,279
Amortización (Nota 12 (d))	1,908	2,236
Otros	635	567
Total	364,934	320,371

20. GASTOS DE ADMINISTRACION

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Cargas de personal	14,549	12,085
Servicios prestados por terceros	5,728	5,340
Servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica	770	750
Tributos	405	282
Cargas diversas de gestión	3,078	1,316
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación (Nota 11 (c))	856	806
Amortización (Nota 12 (d))	235	103
Otros	589	483
Total	26,210	21,165

21. OTROS INGRESOS

Para los años terminados el 31 de diciembre, los otros ingresos incluyen los siguientes conceptos:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Reembolso por seguros (a)	4,751	—
Ingreso por recuperación de tributos	134	981
Penalizaciones a proveedores (b)	2,726	—
Recuperación por cobranza dudosa	—	6
Otros ingresos	800	357
Total	8,411	1,344

(a) Corresponde al reembolso de seguro por siniestro de activo fijo ocurrido el periodo 2011.

(b) Corresponde a la penalidad cobrada al proveedor por la entrega tardía de Proyecto Reserva Fría.

22. INGRESOS FINANCIEROS

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Intereses de depósitos a plazo	623	1,902
Otros ingresos financieros	195	328
Intereses en depósitos bancarios	194	303
Total	1,012	2,533

23. GASTOS FINANCIEROS

Gastos financieros comprende:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Intereses de arrendamiento financiero	24,001	709
Intereses de bonos	11,615	11,830
Intereses de préstamos	1,366	2,082
Otros gastos financieros	1,335	203
Total	38,317	14,824

24. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

(a) Régimen tributario del impuesto a las ganancias

(i) Tasas de impuesto

La tasa de impuesto a las ganancias de las personas jurídicas domiciliadas en Perú es de 30%.

Las personas jurídicas domiciliadas en Perú se encuentran sujetas a una tasa adicional de 4.1%, sobre toda suma que pueda considerarse una disposición indirecta de utilidades, que incluyen sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados; esto es, gastos susceptibles de haber beneficiado a los accionistas, partícipes, entre otros; gastos particulares ajenos al negocio; gastos de cargo de accionistas, partícipes, entre otros, que son asumidos por la persona jurídica.

(ii) Precios de transferencia

Para propósitos de determinación del Impuesto a la Ganancia y del Impuesto General a las Ventas en

Perú, las personas jurídicas que realicen transacciones con entidades relacionadas o con sujetos residentes en territorios de baja o nula imposición, deberán: (a) presentar una declaración jurada anual informativa de las transacciones que realicen con las referidas empresas, cuando el monto de estas transacciones resulte mayor a S/.200,000, 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/.6,000,000 y hubieran efectuado transacciones con entidades relacionadas en un monto superior a S/.1,000,000. 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 del 2011 y 2012. Con base en el análisis de las operaciones de la Compañía, la Gerencia y sus asesores legales opinan que no no resultarán pasivos de importancia para los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, en relación a los precios de transferencia.

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

A continuación un resumen de las modificaciones más importantes efectuadas por la Administración Tributaria durante el año terminado el 31 de diciembre de 2013:

- Costo computable. Se establece que el costo computable deberá estar sustentado con el correspondiente comprobante de pago válidamente emitido. En el caso de bienes inmuebles adquiridos a través de arrendamiento financiero o de *lease-back* el costo computable se incrementará con los costos posteriores incorporados al activo de acuerdo con las normas contables.
- Enajenación de acciones o valores mobiliarios. A efecto de determinar el valor de mercado se considerará el mayor valor disponible entre el valor de transacción, el valor de cotización en bolsa de ser el caso, el valor patrimonial o cualquier otro que establezca el Reglamento atendiendo la naturaleza de los valores. Por otro lado se establece que no será deducible la pérdida de capital de tercera categoría cuando al momento de la enajenación, con anterioridad o con posterioridad a ella, en un plazo que no exceda los 30 días calendario, se produzca la adquisición de acciones o de valores mobiliarios del mismo tipo que los enajenados o de opciones de compra sobre los mismos.
- Depreciación. El porcentaje de depreciación se deberá de aplicar sobre el resultado de sumar los costos posteriores incurridos al valor de adquisición, producción y de construcción. Se entiende por tales a los costos incurridos respecto de un bien que ha sido afectado a la generación de rentas gravadas que, de conformidad con lo dispuesto en las normas contables, se deban de reconocer como costo.

El monto deducible o el máximo deducible será el importe a que hace referencia el párrafo anterior, salvo que en el último ejercicio el importe deducible sea mayor que el valor del bien que quede por depreciar, en cuyo caso se deducirá este último.

- Gastos no deducibles. No son deducibles los gastos constituidos por la diferencia entre el valor nominal de un crédito originado entre partes vinculadas y su valor de transferencia a terceros que asuman el riesgo crediticio del deudor.

En caso estas transferencias de créditos generen cuentas por cobrar a favor del transferente, no constituyen gasto deducible las provisiones y/o castigos por la incobrabilidad de estas cuentas.

- **Diferencia de Cambio.** Se eliminan a partir del año 2013 las normas sobre capitalización de la diferencia de cambio por pasivos en moneda extranjera relacionada con existencia y activos fijos. No obstante lo indicado se ha dispuesto que la diferencia de cambio generada hasta diciembre de 2012 que en función de la normativa vigente haya sido activada, continuará rigiéndose por el tratamiento anterior.

- **Gastos de capacitación del personal.** Se elimina el límite a la deducción de los gastos de capacitación del personal de la Compañía.

- **Gastos de Vehículos.** Se incluye en el límite para la deducción de gastos incurridos en vehículos automotores a ciertas categorías de camionetas.

- **Gastos de Investigación e Innovación Tecnológica.** Se incorporan normas para lograr la deducción de los gastos en investigación científica, tecnológica e innovación tecnológica para determinar la renta neta de tercera categoría.

- **Asistencia Técnica.** Respecto de la aplicación de la tasa del 15%, se elimina el requisito de obtener una declaración jurada por parte de la empresa que presta el servicio. El requisito de obtener un informe de una sociedad auditora mediante el cual se certifique la prestación del servicio de asistencia técnica queda establecido sólo para los servicios cuya contraprestación total supere las 140 UIT vigentes a la celebración del contrato.

- **Pagos a cuenta mensuales.** Se ha reducido de 2% a 1.5% la alícuota aplicable bajo el sistema de porcentaje y se ha modificado el sistema de cálculo de los pagos a cuenta. La modificación implica que se abone como anticipo mensual, la suma que resulte mayor de comparar el monto resultante de aplicar el sistema del coeficiente con el monto resultante de aplicar el porcentaje de 1.5%. Por Ley 29999 se ha incorporado la posibilidad de modificar el porcentaje a partir del anticipo mensual de febrero, marzo o abril previo cumplimiento de una serie de requisitos. En caso de decidir hacerlo, a partir de mayo se podrán efectuar sobre la base de los resultados que arroje el estado de ganancias y pérdidas al 30 de abril, aplicando el coeficiente que resulte de dicho Estado Financiero.

- **Reorganización de sociedades.** Para el caso de revaluaciones voluntarias sin efecto tributario se han establecido nuevas presunciones que no admiten prueba en contrario y buscan gravar la ganancia que se entendería ha sido distribuida. En relación a las escisiones y reorganizaciones simples en las que se acuerda no revaluar los activos que integran el bloque patrimonial transferido se han establecido presunciones que buscan gravar la potencial ganancia de capital que se generaría producto de la diferencia entre el valor de mercado y el costo computable de los activos transferidos. Para el caso de revaluaciones voluntarias con efecto tributario, la renta gravada como consecuencia de la reorganización no podrá ser compensada con las pérdidas tributarias de las partes intervinientes en la reorganización.

Finalmente, mediante la Ley Nro. 30050 – Ley de Promoción del Mercado de Valores y la Ley Nro. 30056 – Ley que facilita el impulso y el desarrollo productivo y crecimiento empresarial, se han

modificado algunos artículos de la Ley del Impuesto a las Ganancias para facilitar las operaciones del mercado bursátil, o relacionadas a gastos en proyectos de investigación científica, tecnológica e innovación tecnológica, crédito por gastos de capacitación, entre otros, que entrarán en vigencia principalmente en el 2014.

(iv) Situación tributaria de la Compañía

Las declaraciones juradas del impuesto a la renta de los años 2009, 2011, 2012 y la que se presentará por el ejercicio 2013 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 la renta.

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 2013 y 2012.

(v) 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:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Impuesto a las ganancias corriente	41,108	40,840
Impuesto a las ganancias de ejercicios anteriores (a)	951	—
Impuesto a las ganancias diferido (Nota 25)	16,320	5,368
Total	58,379	46,208

(a) Comprende principalmente al ajuste determinado por la SUNAT producto de la fiscalización del impuesto a las ganancias de 2010 realizada en el 2013 por US\$909.

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

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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):

	2013		2012	
	US\$000	%	US\$000	%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	185,802	100.00	146,841	100.00
Impuesto a las ganancias calculado según tasa tributaria	55,741	30.00	44,052	30.00
Efecto tributario sobre adiciones (deducciones):				
Gastos no deducibles	2,000	1.08	725	0.49
Gasto por asignación de retiros sin contrato	—	—	499	0.34
Penalidades	5	0.00	429	0.29
Multas SUNAT	40	0.02	200	0.14
Donaciones	396	0.21	65	0.04
Otros ajustes	198	0.11	238	0.16
Impuesto a las ganancias corriente y diferido según tasa efectiva combinada	58,379	31.42	46,208	31.47

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

Los saldos deudores con la Administración Fiscal relacionados con el impuesto a las ganancias son los siguientes: US\$3379 y US\$274 al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

25. PASIVO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS DIFERIDO

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

2013	Adiciones / Recuperos			
Diferencias temporales	Saldos iniciales	Resultado del ejercicio	Resultados acumulados	Saldos finales
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Pasivo:				
Instrumentos financieros derivados	549	—	(2,576)	(2,027)
Tasa de depreciación y amortización menor que la tributaria	66,780	16,374	—	83,154
Otros	721	(54)	—	667
Pasivo diferido, neto	68,050	16,320	(2,576)	81,794

2012	Adiciones / Recuperos			
Diferencias temporales	Saldos iniciales	Resultado del ejercicio	Resultados acumulados	Saldos finales
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Activo:				
Instrumentos financieros derivados	(1,314)	—	1,863	549
Pasivo:				
Tasa de depreciación y amortización menor que la tributaria	61,411	5,369	—	66,780
Otros	722	(1)	—	721
Pasivo diferido, neto	60,819	5,368	1,863	68,050

26. GANANCIA NETA POR ACCION

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

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

	2013	2011
	US\$000	US\$000
Ganancia neta atribuida a los accionistas comunes	127,423	100,631
Promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el período	224,297,295	224,297,295
Ganancia básica y diluida por acción común en US\$	0.568	0.449

27. TRANSACCIONES NO MONETARIAS Y ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

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

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Adquisición de propiedades, planta y equipos a través de arrendamientos financieros	58,037	306,952
Capitalización de anticipos otorgados	9,701	—
Total	67,738	306,952

28. COMPROMISOS

(a) Contratos de venta vigentes

Al cierre del 31 de diciembre de 2013, la Compañía mantiene los siguientes contratos de venta vigentes:

	Duración del contrato	Inicio de vigencia del contrato	Fecha de terminación	Potencia contratada	
				Hora punta (MW)	Hora fuera de hora punta (MW)
Contratos licitación (2008-2012)					
Edelnor III Convocatoria - EDLN	12 meses	01/01/13	31/12/13	100.00	100.00
Luz del Sur II Convocatoria - LDS	12 meses	01/01/13	31/12/13	226.64	226.64
Edecañete II Convocatoria - LDS	12 meses	01/01/13	31/12/13	3.36	3.36
				330.00	330.00
Contratos licitación corto plazo (2013-2017)					
Edelnor Licitación CP 2011	12 meses	01/01/13	31/12/13	13.20	13.20
				13.20	13.20
Contrato bilateral					
Luz del Sur	12 meses	01/01/13	31/12/13	222.00	222.00
ElectroSurEste	26 meses	01/11/11	31/12/13	129.00	129.00
Hidrandina	24 meses	01/01/12	31/12/13	7.20	7.20
Hidrandina	9 meses	01/04/13	31/12/13	106.22	106.22
Seal	9 meses	01/04/13	31/12/13	94.79	94.79
Electronoroeste	3 años	01/01/12	31/12/15	23.90	23.90
Hidrandina	17 meses	01/01/13	31/05/14	13.80	13.80
ElectroUcayali	2 años	01/01/13	31/12/14	21.30	21.30
Coelvisac	2 años	01/01/13	31/12/14	11.20	17.60
Edecañete	1 año	01/01/13	31/12/13	1.20	1.20
Electronorte	11 meses	01/02/13	31/12/13	8.40	8.40
Edelnor	20 meses	01/05/13	31/12/14	40.00	40.00
				679.01	685.41
Total Regulados				1,022.21	1,028.61
Southern Perú Copper Corporation	20 años	18/04/97	17/04/17	207.00	207.00
Quimpac S.A.	16 años	01/07/04	30/06/20	18.00	56.00
PANASA	13 años	01/06/07	30/06/20	12.00	12.00
Minera Bateas S.A.C.	10 años	01/02/07	31/01/17	3.50	3.50
Compañía Minera San Juan (Perú)	10 años	01/04/07	31/03/17	0.75	0.75
Compañía Minera Raura S.A.	5 años	01/05/07	30/04/14	2.00	2.00
Universidad de Lima	5 años	01/05/08	30/04/15	2.80	3.00
Xstrata Tintaya S.A.	10 años	01/05/08	30/04/18	7.50	7.50
Manufactura Record S.A.	5 años	01/07/08	30/06/15	0.25	1.30
Xstrata Tintaya S.A. - Las Bambas	10 años y 10 meses	15/12/12	14/10/23	32.00	32.00
Minera Santa Luisa	5 años	01/06/11	31/05/16	1.00	4.00
PetroPerú	3 años y 1 mes	08/08/12	06/09/15	7.65	7.65

>

	Duración del contrato	Inicio de vigencia del contrato	Fecha de terminación	Potencia contratada	
				Hora punta (MW)	Hora fuera de hora punta (MW)
Owens Illinos Perú	5 años y 1 mes	01/12/12	31/12/17	3.40	3.40
Aruniani SAC	2 años	01/01/13	31/12/14	3.20	3.20
Industrial Papelera Atlas	5 años	01/01/13	31/12/17	2.85	3.80
Huanza SA	1 año	01/01/13	31/12/14	26.40	32.60
Apumayo	1 año y 11 meses	01/02/13	31/12/15	1.15	1.50
Papelera del Sur	2 años	01/03/13	28/02/15	4.50	4.50
Pesquera Centinela	5 meses	17/05/13	31/01/14	0.54	0.65
Linde Gas Perú	3 años	01/06/13	31/05/16	2.70	2.70
Total libres				339.19	389.05
Total contratos (regulados + libres)				1,361.40	1,417.66

(b) Fianzas y garantías otorgadas

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

- En garantía de los pagos por “Derecho de Usufructo y Aporte Social” del Contrato de Usufructo (Nota 1(c)), la Compañía otorgó a favor de Activos Mineros S.A.C. cartas fianzas por un monto de US\$10,000. Asimismo, por el fiel cumplimiento del contrato se constituyó garantía por US\$2,000, a favor de Activos Mineros S.A.C.
- Por los contratos adjudicados a la Compañía en las Licitaciones de Largo Plazo para el Suministro de Electricidad a Empresas Distribuidoras, convocadas por las empresas Edelnor S.A.A. e Hidrandina S.A., se tramitó con el BBVA Banco Continental la emisión de cartas fianzas a nombre de las empresas distribuidoras licitantes de acuerdo a lo establecido en las bases de licitación, por un total de US\$1,842.
- A favor del Ministerio de Energía y Minas S/.35,500, por Quitaracsa - Cumplimiento cronograma construcción - Concesión Definitiva de Generación.
- A favor del Ministerio de Energía y Minas US\$10,500, por Reserva Fría - cumplimiento contrato concesión - renovación por el 2013.
- A favor del Ministerio de Energía y Minas US\$4,500, por Reserva Fría – garantía concesión a partir de COD.
- A favor del PETROPERU S.A. - Operaciones Talara US\$1,606 para garantizar Concesión de servicio de Suministro de Energía para Refinería Talara (3 años renovable).
- A favor del PROINVERSION – Nodo Energético Ilo y Mollendo US\$10,000 para garantizar la Seriedad de la Oferta de Licitación.

29. CONTINGENCIAS

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía tiene las siguientes contingencias:

(a) Procesos tributarios

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

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

La Compañía iniciará un proceso para que el Poder Judicial deje sin efecto la acotación en la parte que ha sido confirmada por el Tribunal Fiscal. Sin embargo, deberá pagar la parte confirmada de la deuda, ascendente a un aproximado de S/.7.3 millones, salvo que obtuviera una medida cautelar judicial que ordenara suspender el cobro de la deuda.

En opinión de la Compañía, ésta cuenta con argumentos legales sólidos para cuestionar en la vía judicial la parte de la deuda confirmada por el Tribunal Fiscal, y en su caso, obtener la devolución del pago que sea efectuado por este concepto a la SUNAT.

(b) Procesos judiciales

Proceso de Laudo Arbitral seguido con Empresa de Generación de Arequipa S.A. (EGASA), Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (EGESUR) y Empresa de Generación Eléctrica de San Gabán S.A. (SAN GABAN), debido a que existe discrepancia entre las partes respecto a la tasa de interés que debía aplicarse a los intereses devengados del capital que la Compañía canceló a las mencionadas empresas por orden del Tribunal Arbitral en 2002. La suma en disputa asciende a S/.1,575 (equivalentes a US\$564), los cuales han sido reconocidos por la Compañía al 31 de diciembre de 2013 (US\$618 al 31 de diciembre de 2012) Según sus asesores legales, el monto provisionado por la Compañía es suficiente.

(c) Situaciones contingentes del sector energía

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

El mencionado arbitraje actualmente se encuentra en fase probatoria. En el trámite arbitral, el Tribunal Arbitral dispuso que la Compañía y el COES presenten peritajes de parte. En cumplimiento de este mandato, en setiembre de 2012 la Compañía y el COES presentaron los informes periciales. El Tribunal Arbitral trasladó dichos informes a las correspondientes contrapartes, que formularon observaciones a los mismos. El 15 de abril de 2013 se realizó la audiencia de debate pericial. El 9 de enero de 2014 se realizó la audiencia de ilustración. El proceso se encuentra pendiente de presentarse los alegatos finales cuyo plazo vence el 14 de marzo de 2014.

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

La Compañía provisionó un importe de S/.4,225 (equivalentes a US\$1,512), los cuales han sido reconocidos por la Compañía al 31 de diciembre de 2013 (US\$1,664 al 31 de diciembre de 2012), 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.

- El proceso arbitral seguido por Duke Energy Egenor contra el COES con intervención de la Compañía como tercero coadyuvante, referido a la determinación de las horas de indisponibilidad de la Unidad TG2 de la Central Térmica Chilca 1, de propiedad de la Compañía y que representaba una contingencia para la Compañía de aproximadamente US\$4,900, ha concluido sin declaración sobre el fondo.

30. 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\$337 y US\$296 en 2013 y 2012, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los pagos mínimos futuros de arrendamiento son como sigue:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Menos de un año	322	287
Entre uno (1) y cinco (5) años	1,621	1,399
Más de cinco (5) años	4,588	4,156
Total	6,541	5,842

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los pagos mínimos futuros de arrendamiento relacionado al contrato de usufructo de la Central Hidroeléctrica de Yuncan (Nota 1(c.ii)) son como sigue:

	2013	2012
	US\$000	US\$000
Menos de un año	6,941	7,092
Entre uno (1) y cinco (5) años	32,444	33,197
Más de cinco (5) años	14,808	20,996
Total	54,193	61,285

31. MEDIO AMBIENTE

Conforme a lo dispuesto por el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Compañía presentó ante el Ministerio de Energía y Minas (MEM) un Programa de Adecuación y Manejo Ambiental ("PAMA"). El PAMA presentado por la Compañía fue aprobado y se estableció un plazo de 2 años para que realizara las inversiones y gastos necesarios a fin de adecuar sus operaciones a las normas y límites máximos permisibles, el cual venció en 1999. A la fecha, la Compañía ha cumplido con las medidas establecidas en el PAMA para adecuar sus operaciones a las regulaciones ambientales.

Adicionalmente, la Compañía se encuentra sometida a auditoría ambiental anual a cargo de entidades independientes, debidamente autorizadas a tal efecto, que son contratadas directamente por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("OSINERGMIN").

Al 31 de diciembre de 2013, el gasto acumulado relacionado directamente con la protección del medio ambiente ascendió a US\$745 (US\$541 al 31 de diciembre de 2012).

32. 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.

Información sobre el cumplimiento de los Principios de Buen Gobierno Corporativo de las sociedades peruanas correspondiente al ejercicio 2013

Denominación social:	EnerSur S.A.
RUC:	20333363900
Dirección:	Av. República de Panamá N° 3490, San Isidro, Lima
Teléfono:	(511) 616-7979
Fax:	(511) 616-7878
Página web:	www.enersur.com.pe
Representante bursátil:	Eduardo Milligan Wenzel

A continuación se presenta la autoevaluación de la Empresa con respecto al cumplimiento de los Principios de Buen Gobierno Corporativo para las Sociedades Peruanas, donde 0 significa “no se cumple el principio” y 4 “el principio se cumple totalmente”.

1. Sección primera: Evaluación de 26 principios

LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Principios	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
1. Principio (I.C.1, segundo párrafo). - No se debe incorporar en la agenda asuntos genéricos, debiéndose precisar los puntos a tratar de modo que se discuta cada tema por separado, facilitando su análisis y evitando la resolución conjunta de temas respecto de los cuales se puede tener una opinión diferente.				X	
2. Principio (I.C.1, tercer párrafo). - El lugar de celebración de las Juntas Generales se debe fijar de modo que se facilite la asistencia de los accionistas a las mismas.				X	

a. Indique el número de juntas de accionistas convocadas por la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

Tipo	Número
Junta General de Accionistas	1
Junta Especial de Accionistas	0

b. De haber convocado a juntas de accionistas, complete la siguiente información para cada una de ellas.

Fecha de aviso de convocatoria	Fecha de la junta	Lugar de la junta	Tipo de junta		Quorum %	N° de accionistas asistentes	Duración	
			Especial	General			Hora de inicio	Hora de término
25/02/2013	12/03/13	Oficinas EnerSur S.A.	()	(X)	6%	14	11:00 am	11:45 am

c. ¿Qué medios, además del contemplado en el artículo 43 de la Ley General de Sociedades, utiliza la EMPRESA para convocar a las Juntas?

- ☒ CORREO ELECTRÓNICO
- ☐ DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA
- ☒ VÍA TELEFÓNICA
- ☐ PÁGINA DE INTERNET
- ☐ CORREO POSTAL
- ☐ OTROS
- ☐ NINGUNO

d. Indique si los medios señalados en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

☒ NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

e. En caso la EMPRESA cuente con una página web corporativa, ¿es posible obtener las actas de las juntas de accionistas a través de dicha página?

	Sí	No
Solo para accionistas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Para el público en general	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

*En la página web corporativa de la Empresa es posible acceder a los hechos de importancia, los que incluyen los acuerdos adoptados por las Juntas Generales de Accionistas.

☐ NO CUENTA CON PÁGINA WEB

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
3. Principio (I.C.2). - Los accionistas deben contar con la oportunidad de introducir puntos a debatir, dentro de un límite razonable, en la agenda de las Juntas Generales. Los temas que se introduzcan en la agenda deben ser de interés social y propios de la competencia legal o estatutaria de la Junta. El Directorio no debe denegar esta clase de solicitudes sin comunicar al accionista un motivo razonable.			X		

a. Indique si los accionistas pueden incluir puntos a tratar en la agenda mediante un mecanismo adicional al contemplado en la Ley General de Sociedades (artículo 117 para sociedades anónimas regulares y artículo 255 para sociedades anónimas abiertas).

(X) Sí () NO

b. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, detalle los mecanismos alternativos.

En las Juntas Generales Universales, los accionistas pueden proponer temas a tratar o efectuar consultas sobre temas que no estén previstos en la agenda, y estos son evaluados por el Presidente de la Junta. En este sentido, bajo un criterio de razonabilidad, se podrán absolver o tratar temas adicionales, según se cuente con la información requerida.

c. Indique si los mecanismos descritos en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

d. Indique el número de solicitudes presentadas por los accionistas durante el ejercicio materia del presente informe para la inclusión de temas a tratar en la agenda de juntas.

Número de solicitudes		
Recibidas	Aceptadas	Rechazadas
0	0	0

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
4. Principio (I.C.4.i.).- El estatuto no debe imponer límites a la facultad que todo accionista con derecho a participar en las Juntas Generales pueda hacerse representar por la persona que designe.					X

a. De acuerdo con lo previsto en el artículo 122 de la Ley General de Sociedades, indique si el estatuto de la EMPRESA limita el derecho de representación, reservándolo:

- ☐ A FAVOR DE OTRO ACCIONISTA
☐ A FAVOR DE UN DIRECTOR
☐ A FAVOR DE UN GERENTE
☒ NO SE LIMITA EL DERECHO DE REPRESENTACIÓN

b. Indique para cada Junta realizada durante el ejercicio materia del presente informe la siguiente información:

Tipo de junta		Fecha de junta	Participación (%) sobre el total de acciones con derecho a voto	
General	Especial		A través de poderes	Ejercicio directo
(X)	()	12/03/2013	99.9934%	0.0066%

c. Indique los requisitos y formalidades exigidas para que un accionista pueda representarse en una junta.

Formalidad (indique si la empresa exige carta simple, carta notarial, escritura pública u otros)	Representación por cualquier medio de comunicación del cual quede constancia escrita
Anticipación (número de días previos a la junta con que debe presentarse el poder)	24 horas
Costo (indique si existe un pago que exija la empresa para estos efectos y a cuánto asciende)	No se requiere un pago

d. Indique si los requisitos y formalidades descritas en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
(X)	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

TRATAMIENTO EQUITATIVO DE LOS ACCIONISTAS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
5. Principio (II.A.1, tercer párrafo). - Es recomendable que la sociedad emisora de acciones de inversión u otros valores accionarios sin derecho a voto ofrezca a sus tenedores la oportunidad de canjearlos por acciones ordinarias con derecho a voto, o que prevean esta posibilidad al momento de su emisión.					

a. ¿La EMPRESA ha realizado algún proceso de canje de acciones de inversión en los últimos cinco años?

() SÍ () NO (X) NO APLICA

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
6. Principio (II.B). - Se debe elegir un número suficiente de directores capaces de ejercer un juicio independiente en asuntos donde haya potencialmente conflictos de intereses, pudiéndose, para tal efecto, tomar en consideración la participación de los accionistas carentes de control. Los directores independientes son aquellos seleccionados por su prestigio profesional y que no se encuentran vinculados con la administración de la sociedad ni con los accionistas principales de la misma.				X	

a. Indique el número de directores dependientes e independientes de la EMPRESA¹.

Directores	Número
Dependientes	4
Independientes	3 ²
Total	7

b. Indique los requisitos especiales (distintos de los necesarios para ser director) para ser director independiente de la EMPRESA?

No existen requisitos especiales para ser director independiente de la empresa. Los directores independientes de la sociedad cumplen con los requisitos indicados en la respuesta anterior, es decir, que no se encuentran vinculados con la administración de la entidad emisora ni con sus accionistas principales.

(X) NO EXISTEN REQUISITOS ESPECIALES

¹Los directores independientes son aquellos que no se encuentran vinculados con la administración de la entidad emisora ni con sus accionistas principales. Para tal efecto, la vinculación se define en el Reglamento de Propiedad Indirecta, Vinculación y Grupos Económicos —aprobado por Resolución Conasev N° 090-2005-EF-94.10—. Los accionistas principales, por su parte, son aquellas personas naturales o jurídicas que tienen la propiedad del cinco por ciento (5%) o más del capital de la entidad emisora.

²Cabe precisar que 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.

c. Indique si los requisitos especiales descritos en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

d. Indique si los directores de la EMPRESA son parientes en primer o en segundo grado de consanguinidad, o parientes en primer grado de afinidad, o cónyuge de:

Nombres y apellidos del director	Vinculación con:			Nombres y apellidos del accionista ^{1/} / director / gerente	Afinidad	Información adicional ^{2/}
	Accionista ^{1/}	Director	Gerente			
	()	()	()			
	()	()	()			
	()	()	()			

^{1/} Accionistas con una participación igual o mayor al 5% de las acciones de la empresa (por clase de acción, incluidas las acciones de inversión).

^{2/} 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.

e. En caso algún miembro del Directorio ocupe o haya ocupado durante el ejercicio materia del presente informe algún cargo gerencial en la EMPRESA, indique la siguiente información:

Nombres y apellidos del director	Cargo gerencial que desempeña o desempeñó	Fecha en el caso gerencial	
		Inicio	Término
Alexandre Jean Keisser (Director Alterno del Director Titular José Ricardo Martín Briceño Villena)	Gerente General	10/03/2010	04/10/2013
Michel Gantois (Director Alterno reemplazo de Alexandre Jean Keisser)	Gerente General	04/10/2013	—
Philippe Pierre Tordoir (Director Alterno del Director Titular Eric Kenis)	Gerente de Finanzas	01/05/2010	31/01/2013
Eduardo Milligan Wenzel (Director Alterno del Director Titular André de Aquino Fontenelle Canguçu)	Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano	01/02/2013	

✓

Nombres y apellidos del director	Cargo gerencial que desempeña o desempeñó	Fecha en el caso gerencial	
		Inicio	Término
Axel Van Hoof (Director Alterno del Director Titular Jan Serck)	Gerente Legal	15/05/2012	
Daniel Javier Cámac Gutiérrez (Director Alterno del Director Titular Manlio Alessi Remedi)	Gerente Comercial y de Regulación	15/05/2012	

f. En caso algún miembro del Directorio de la EMPRESA también sea o haya sido, durante el ejercicio materia del presente informe, miembro de Directorio de otra u otras empresas inscritas en el Registro Público del Mercado de Valores, indique la siguiente información:

Nombres y apellidos del director	Denominación social de la(s) empresa(s)	Fecha	
		Inicio	Término
Carlos H. Ruiz de Somocurcio	La Positiva Vida Seguros y Reaseguros S.A.	2010	—
Raúl Ortiz de Zevallos Ferrand	Ferreycorp S.A.A. Ferreyros S.A.A.	2013 2011- 2012	—

COMUNICACIÓN Y TRANSPARENCIA INFORMATIVA

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
<p>7. Principio (IV.C, segundo, tercer y cuarto párrafo).- Si bien, por lo general, las auditorías externas están enfocadas a dictaminar información financiera, estas también pueden referirse a dictámenes o informes especializados en los siguientes aspectos: peritajes contables, auditorías operativas, auditorías de sistemas, evaluación de proyectos, evaluación o implantación de sistemas de costos, auditoría tributaria, tasaciones para ajustes de activos, evaluación de cartera, inventarios, u otros servicios especiales.</p> <p>Es recomendable que estas asesorías sean realizadas por auditores distintos o, en caso las realicen los mismos auditores, ello no afecte la independencia de su opinión. La sociedad debe revelar todas las auditorías e informes especializados que realice el auditor.</p> <p>Se debe informar respecto a todos los servicios que la sociedad auditora o auditor presta a la sociedad, especificándose el porcentaje que representa cada uno, y su participación en los ingresos de la sociedad auditora o auditor.</p>					X

a. Indique la siguiente información de las sociedades de auditoría que han brindado servicios a la EMPRESA en los últimos 5 años.

Razón social de la sociedad de auditoría	Servicio*	Período	Retribución**
Beltrán, Gris y Asociados S.C.R.L.	Dictámenes de información financiera	2013	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 especiales.

**Del monto total pagado a la sociedad de auditoría por todo concepto, indicar el porcentaje que corresponde a retribución por servicios de auditoría financiera.

b. Describa los mecanismos preestablecidos para contratar a la sociedad de auditoría encargada de dictaminar los estados financieros anuales (incluida la identificación del órgano de la EMPRESA encargado de elegir a la sociedad auditora).

La Junta Obligatoria Anual de Accionistas celebrada con fecha 12 de marzo del 2013 acordó designar a la sociedad auditora para el período 2013. Cada año la Junta debe nombrar a los auditores externos, que deben ser contadores públicos colegiados, pudiendo delegar este nombramiento al Directorio.

() NO EXISTEN MECANISMOS PREESTABLECIDOS

c. Indique si los mecanismos descritos en la pregunta anterior se encuentran contenidos en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
(X)	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

d. Indique si la sociedad de auditoría contratada para dictaminar los estados financieros de la EMPRESA correspondientes al ejercicio materia del presente informe dictaminó también los estados financieros del mismo ejercicio para otras empresas de su grupo económico.

(X) SÍ () NO

Razón social de la (s) empresa (s) del grupo económico
GDF SUEZ Energy Perú S.A.

e. Indique el número de reuniones que, durante el ejercicio materia del presente informe, el área encargada de auditoría interna ha celebrado con la sociedad auditora contratada.

Número de reuniones							
0	1	2	3	4	5	Más de 5	No aplica
()	(X)	()	()	()	()	()	()

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
8. Principio (IV.D.2). - La atención de los pedidos particulares de información solicitados por los accionistas, los inversionistas en general o los grupos de interés relacionados con la sociedad, debe hacerse a través de una instancia y/o personal responsable designado al efecto.				(X)	

a. Indique cuál (es) es (son) el (los) medio (s) o la (s) forma (s) por la que los accionistas o los grupos de interés de la EMPRESA pueden solicitar información para que su solicitud sea atendida.

	Accionistas	Grupos de interés
Correo electrónico	(X)	(X)
Directamente en la empresa	(X)	(X)
Vía telefónica	(X)	(X)
Página de internet	(X)	(X)
Correo postal	(X)	(X)
Otros. Detalle	()	()

b. Sin perjuicio de las responsabilidades de información que tiene el Gerente General de acuerdo con el artículo 190 de la Ley General de Sociedades, indique cuál es el área y/o persona encargada de recibir y tramitar las solicitudes de información de los accionistas. En caso sea una persona la encargada, 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 de Finanzas, Organización y Capital Humano	Finanzas

c. Indique si el procedimiento de la EMPRESA para tramitar las solicitudes de información de los accionistas y/o los grupos de interés de la EMPRESA se encuentra regulado en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	Sistema integrado de mejora de procesos: P0105 - Punto único de contacto En la página web de EnerSur – contactos para accionistas/ inversionistas, que aparece en: http://www.enersur.com.pe/contactos.html

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() LA EMPRESA CUENTA CON UN PROCEDIMIENTO PERO ESTE NO SE
ENCUENTRA REGULADO

() NO APLICA. NO EXISTE UN PROCEDIMIENTO PREESTABLECIDO

d. Indique el número de solicitudes de información presentadas por los accionistas y/o grupos de interés de la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

Número de solicitudes		
Recibidas	Aceptadas	Rechazadas
6	6	0

e. En caso la EMPRESA cuente con una página web corporativa, ¿incluye una sección especial sobre gobierno corporativo o relaciones con accionistas e inversores?

(X) SÍ () NO () NO CUENTA CON PÀGINA WEB

f. Durante el ejercicio materia del presente informe indique si ha recibido algún reclamo por limitar el acceso de información a algún accionista.

() SÍ (X) NO

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
9. Principio (IV.D.3.). - Los casos de duda sobre el carácter confidencial de la información solicitada por los accionistas o por los grupos de interés relacionados con la sociedad deben ser resueltos. Los criterios deben ser adoptados por el Directorio y ratificados por la Junta General, así como incluidos en el estatuto o reglamento interno de la sociedad. En todo caso, la revelación de información no debe poner en peligro la posición competitiva de la empresa ni ser susceptible de afectar el normal desarrollo de las actividades de la misma.					X

a. ¿Quién decide sobre el carácter confidencial de una determinada información?

- ☒ EL DIRECTORIO
☒ EL GERENTE GENERAL
☒ OTROS. Detalle: Representantes legales

b. Detalle los criterios preestablecidos de carácter objetivo que permiten calificar determinada información como confidencial. Adicionalmente, indique el número de solicitudes de información presentadas por los accionistas durante el ejercicio materia del presente informe que fueron rechazadas debido al carácter confidencial de la información.

Los criterios se encuentran establecidos en las "Normas internas de conducta" de la empresa, comunicadas mediante Hecho de Importancia de fecha 26 de agosto del 2013. No se ha recibido ni rechazado ninguna solicitud de información presentada por accionistas durante el ejercicio correspondiente al 2013 debido al carácter confidencial de la información. No obstante, de presentarse ello, las personas referidas en el literal (a) anterior efectuarán la evaluación.

() NO EXISTEN CRITERIOS PREESTABLECIDOS

c. Indique si los criterios descritos en la pregunta anterior se encuentran contenidos en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	Normas internas de conducta

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
10. Principio (IV.F, primer párrafo). - La sociedad debe contar con auditoría interna. El auditor interno, en el ejercicio de sus funciones, debe guardar relación de independencia profesional respecto de la sociedad que lo contrata. Debe actuar observando los mismos principios de diligencia, lealtad y reserva que se exigen al Directorio y la Gerencia.				X	

a. Indique si la EMPRESA cuenta con un área independiente encargada de auditoría interna.

(X) SÍ () NO

b. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, dentro de la estructura orgánica de la EMPRESA indique, jerárquicamente, de quién depende auditoría interna y a quién tiene la obligación de reportar.

Depende de:	Marcos Eleuterio Sotomayor Romero – Auditor Interno de Enersur
Reporta a:	Gerencia General

c. 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.

d. Indique si las responsabilidades descritas en la pregunta anterior se encuentran reguladas en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	GDF SUEZ Internal Control System

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

LAS RESPONSABILIDADES DEL DIRECTORIO

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
11. Principio (V.D.1). - El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: evaluar, aprobar y dirigir la estrategia corporativa; establecer los objetivos y metas así como los planes de acción principales, la política de seguimiento, control y manejo de riesgos, los presupuestos anuales y los planes de negocios, controlar la implementación de los mismos y supervisar los principales gastos, inversiones, adquisiciones y enajenaciones.					X

a. En caso el Directorio de la EMPRESA se encuentre encargado de la función descrita en este principio, indicar si esta función del Directorio se encuentra contenida en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
(X)	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA, PERO ESTA NO SE ENCUENTRA REGULADA

() NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber:					
12. Principio (V.D.2). - Seleccionar, controlar y, cuando se haga necesario, sustituir a los ejecutivos principales, así como fijar su retribución.					X
13. Principio (V.D.3). - Evaluar la remuneración de los ejecutivos principales y de los miembros del Directorio, asegurándose que el procedimiento para elegir a los directores sea formal y transparente.				X	

a. En caso el Directorio de la EMPRESA se encuentre encargado de las funciones descritas en este principio, indique si ellas se encuentran reguladas en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
(X)	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LAS FUNCIONES DESCRITAS,
PERO ESTAS NO SE ENCUENTRAN REGULADAS

() NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTAS FUNCIONES

b. Indique el órgano que se encarga de:

Función	Directorio	Gerente General	Otros (indique)
Contratar y sustituir al Gerente General	(X)	()	
Contratar y sustituir a la plana gerencial	(X)	(X)	
Fijar la remuneración de los principales ejecutivos	(X)	(X)	
Evaluar la remuneración de los principales ejecutivos	()	(X)	
Evaluar la remuneración de los directores	()	()	Junta General de Accionistas

c. Indique si la EMPRESA cuenta con políticas internas o procedimientos definidos para:

Políticas para:	Sí	No
Contratar y sustituir a los principales ejecutivos	(X)	()
Fijar la remuneración de los principales ejecutivos	(X)	()
Evaluar la remuneración de los principales ejecutivos	(X)	()
Evaluar la remuneración de los directores	()	(X)
Elegir a los directores	()	(X)

d. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa para uno o más de los procedimientos señalados, indique si dichos procedimientos se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	Sistema integrado de mejora de procesos: <i>P0401- Selección de personal- V04</i>
			(X)	La remuneración se fija de acuerdo a la política salarial vigente de Enersur considerando la metodología HAY.

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
14. El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: Principio (V.D.4). - Realizar el seguimiento y control de los posibles conflictos de intereses entre la administración, los miembros del Directorio y los accionistas, incluidos el uso fraudulento de activos corporativos y el abuso en transacciones entre partes interesadas.					X

a. En caso el Directorio de la EMPRESA se encuentre encargado de la función descrita en este principio, indique si esta función del Directorio se encuentra contenida en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	Normas internas de conducta

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA, PERO
ESTA NO SE ENCUENTRA REGULADA

() NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

b. Indique el número de casos de conflictos de intereses que han sido materia de discusión por parte del Directorio durante el ejercicio materia del presente informe.

Número de casos | 0

c. Indique si la EMPRESA o el Directorio de esta cuenta con un Código de Ética o documento (s) similar (es) en el (los) que se regulen los conflictos de intereses que pueden presentarse.

☒ SÍ () NO

En caso su respuesta sea positiva, indique la denominación exacta del documento:

Código de Ética de GDF SUEZ / Carta de Ética International Power GDF SUEZ

d. Indique los procedimientos preestablecidos para aprobar transacciones entre partes relacionadas.

Existe un Comité de Revisión de Transacciones Entre Compañías Afiliadas, compuesto por tres directores (uno de ellos un director independiente, quien además lo preside) que fue creado mediante Directorio de fecha 5 de mayo del 2006.

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
15. El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: Principio (V.D.5). - Velar por la integridad de los sistemas de contabilidad y de los estados financieros de la sociedad, incluida una auditoría independiente, y la existencia de los debidos sistemas de control, en particular, control de riesgos financieros y no financieros y cumplimiento de la ley.				<input checked="" type="checkbox"/>	

a. En caso el Directorio de la EMPRESA se encuentre encargado de la función descrita en este principio, indique si esta función del Directorio se encuentra contenida en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	<input checked="" type="checkbox"/>	Términos de Referencia del Comité de Auditoría aprobados mediante Directorio de fecha 5 de mayo del 2006

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA, PERO ESTA NO SE ENCUENTRA REGULADA

() NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

b. Indique si la EMPRESA cuenta con sistemas de control de riesgos financieros y no financieros.

☒ SÍ () NO

c. Indique si los sistemas de control a que se refiere la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	<p><i>Riesgos financieros:</i> Implementación del Programa INCOME (antes CODIS, requerido por el Grupo GDF SUEZ) para asegurar que los estados financieros sean fidedignos.</p> <p><i>Riesgos operativos, ambientales y de seguridad y salud ocupacional:</i> Sistema de gestión basado en los requisitos de las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001:</p> <ul style="list-style-type: none"> •P0203 – Identificación de peligros y evaluación de riesgos en seguridad y salud ocupacional. •P0201 – Identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales.

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
<p>16. El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber:</p> <p>Principio (V.D.6).- Supervisar la efectividad de las prácticas de gobierno de acuerdo con las cuales opera, realizando cambios a medida que se hagan necesarios.</p>				X	

a. ¿El Directorio de la EMPRESA se encuentra encargado de la función descrita en este principio?

(X) SÍ () NO

b. Indique los procedimientos preestablecidos para supervisar la efectividad de las prácticas de gobierno, especificando el número de evaluaciones que se han realizado durante el período.

Existen procedimientos preestablecidos para temas determinados, tales como la revisión de transacciones entre compañías afiliadas, así como las auditorías de la empresa. Asimismo, si en el curso de sus actividades el Directorio considera que es conveniente realizar cambios para mejorar las prácticas de gobierno, los efectúa.

c. Indique si los procedimientos descritos en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	Términos de Referencia del Comité de Revisión de Transacciones Entre Compañías Afiliadas aprobado mediante Directorio de fecha 5 de mayo del 2006. Términos de Referencia del Comité de Auditoría aprobado mediante Directorio de fecha 5 de mayo del 2006.

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
17. El Directorio debe realizar ciertas funciones claves, a saber: Principio (V.D.7). - Supervisar la política de información.					X

a. En caso el Directorio se encuentre encargado de la función descrita en este principio, indicar si esta función del Directorio se encuentra contenida en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	Normas internas de conducta

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() EL DIRECTORIO SE ENCARGA DE LA FUNCIÓN DESCRITA, PERO
ESTA NO SE ENCUENTRA REGULADA

() NO APLICA. EL DIRECTORIO NO SE ENCARGA DE ESTA FUNCIÓN

b. Indique la política de la EMPRESA sobre revelación y comunicación de información a los inversionistas.

Las «Normas internas de conducta» contienen la política de la empresa sobre comunicación de información a los inversionistas.

() NO APLICA, LA EMPRESA NO CUENTA CON LA REFERIDA POLÍTICA

c. Indique si la política descrita en la pregunta anterior se encuentra regulada en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	Normas internas de conducta

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() NO SE ENCUENTRA REGULADA

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
18. Principio (V.E.1). - El Directorio podrá conformar órganos especiales de acuerdo a las necesidades y dimensión de la sociedad, en especial aquella que asuma la función de auditoría. Asimismo, estos órganos especiales podrán referirse, entre otras, a las funciones de nombramiento, retribución, control y planeamiento. Estos órganos especiales se constituirán al interior del Directorio como mecanismos de apoyo y deberán estar compuestos preferentemente por directores independientes, a fin de tomar decisiones imparciales en cuestiones donde puedan surgir conflictos de intereses.					X

a. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, indique la siguiente información respecto de cada comité del Directorio con que cuenta la EMPRESA

COMITÉ DE AUDITORÍA			
I. Fecha de creación: 5 de mayo de 2006		Fecha de término:	
II. 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.			
III. Principales reglas de organización y funcionamiento: <ul style="list-style-type: none"> • El comité debe estar conformado por tres directores. • Necesariamente deberá estar integrado por un director independiente, quien presidirá el comité. 			
IV. Miembros del comité:			
NOMBRES Y APELLIDOS	FECHA		CARGO DENTRO DEL COMITÉ
	INICIO	TÉRMINO	
Fernando Martín Zavala Lombardi	16/03/2011	12/03/2013	Presidente
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
V. Número de sesiones realizadas durante el ejercicio: 1			
VI. Cuenta con facultades delegadas de acuerdo con el artículo 174 de la Ley General de Sociedades: () Sí (X) No			

COMITÉ DE TRANSACCIONES ENTRE COMPAÑÍAS VINCULADAS			
I. Fecha de creación: 5 de mayo de 2006		Fecha de término:	
II. Funciones: Revisar y evaluar las transacciones a efectuarse entre EnerSur y una empresa vinculada o afiliada a ella y/o a GDF SUEZ, analizando los términos de dichas transacciones y presentando sus recomendaciones al directorio.			
III. Principales reglas de organización y funcionamiento: <ul style="list-style-type: none"> • El comité debe estar conformado por tres directores. • Necesariamente deberá estar integrado por un director independiente, quien presidirá el comité. 			
IV. Miembros del comité:			
NOMBRES Y APELLIDOS	FECHA		CARGO DENTRO DEL COMITÉ
	INICIO	TÉRMINO	
Fernando Martín Zavala Lombardi	16/03/2011	12/03/2013	Presidente
Jaime Cáceres Sayán	12/03/2013	—	Presidente
André de Aquino Fontenelle Canguçu	05/05/2006	—	Miembro
Alexandre Jean Keisser	09/03/2010	04/10/2013	Miembro
Michel Gantois	04/10/2013	—	Miembro
V. Número de sesiones realizadas durante el ejercicio: 3			
VI. Cuenta con facultades delegadas de acuerdo con el artículo 174 de la Ley General de Sociedades: () Sí (X) No			

() NO APLICA, LA EMPRESA NO CUENTA CON COMITÉS DE DIRECTORIO

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
19. Principio (V.E.3). - El número de miembros del Directorio de una sociedad debe asegurar pluralidad de opiniones al interior del mismo, de modo que las decisiones que en él se adopten sean consecuencia de una apropiada deliberación, observando siempre los mejores intereses de la empresa y de los accionistas.					X

a. Indique la siguiente información correspondiente a los directores de la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

Nombres y apellidos	Formación ²	Fecha		Part. accionaria ³	
		Inicio ¹	Término	Nº de acciones	Part. (%)
DIRECTORES DEPENDIENTES					
Jan Flachet	Ingeniero electromecánico, cuenta con experiencia en otros directorios.	25/06/2003		—	—
André De Aquino Fontenelle Canguçu	Administrador de empresas, cuenta con experiencia como director, así como gerente de Finanzas y Administración en otras empresas.	23/03/2010		—	—
Manlio Alessi Remedi	Licenciado en Ciencias Económicas Aplicadas, cuenta con experiencia en otros directorios.	28/08/2001		—	—
Jan Sterck	Ingeniero industrial, cuenta con experiencia en otros directorios.	12/03/2013		—	—
Eric Kenis	Ingeniero electrotécnico Nuclear y de Seguridad, cuenta con experiencia en otros directorios.	27/02/2004	12/03/2013	—	—
Patrick Obyn	Abogado, cuenta con experiencia en otros directorios.	27/02/2004	12/03/2013	—	—
DIRECTORES INDEPENDIENTES					
Fernando Zavala Lombardi	Economista, cuenta con experiencia en otros directorios.	19/03/2007	12/03/2013	—	—

¹Corresponde al primer nombramiento.

²Incluir la formación profesional y si cuenta con experiencia en otros directorios.

³Aplicable obligatoriamente solo para los directores con una participación sobre el capital social mayor o igual al 5% de las acciones de la empresa.

Nombres y apellidos	Formación²	Fecha		Part. accionaria³	
		Inicio¹	Término	Nº de acciones	Part. (%)
DIRECTORES INDEPENDIENTES					
Hernán Ruiz de Somocurcio	Economista, cuenta con experiencia en otros directorios.	16/03/2011		—	—
Jaime Cáceres Sayán	Cuenta con experiencia en otros directorios.	12/03/2013		—	—
José Ricardo Martín Briceño Villena	Ingeniero industrial, con experiencia en otros directorios.	12/03/2013		—	—

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
20. Principio (V.F, segundo párrafo). - La información referida a los asuntos a tratar en cada sesión debe encontrarse a disposición de los directores con una anticipación que les permita su revisión, salvo que se trate de asuntos estratégicos que demanden confidencialidad, en cuyo caso será necesario establecer los mecanismos que permita a los directores evaluar adecuadamente dichos asuntos.				X	

a. ¿Cómo se remite a los directores la información relativa a los asuntos a tratar en una sesión de Directorio?

- (X) CORREO ELECTRÓNICO
 () CORREO POSTAL
 () OTROS. Detalle
 (X) SE RECOGE DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA

b. ¿Con cuántos días de anticipación se encuentra a disposición de los directores de la EMPRESA la información referida a los asuntos a tratar en una sesión?

	Menor a 3 días	De 3 a 5 días	Mayor a 5 días
Información no confidencial	(X)	()	()
Información confidencial	(X)	()	()

c. Indique si el procedimiento establecido para que los directores analicen la información considerada como confidencial se encuentra regulado en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	(X)	Normas internas de conducta

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() LA EMPRESA CUENTA CON UN PROCEDIMIENTO ESTABLECIDO,
PERO ESTE NO SE ENCUENTRA REGULADO

() NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON UN PROCEDIMIENTO

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
21. Principio (V.F., tercer párrafo). - Siguiendo políticas claramente establecidas y definidas, el Directorio decide la contratación de los servicios de asesoría especializada que requiera la sociedad para la toma de decisiones.				X	

a. Indique las políticas preestablecidas sobre contratación de servicios de asesoría especializada por parte del Directorio o los directores.

El Directorio, en función a los temas materia de agenda de cada una de las sesiones que lleva a cabo, y tomando en cuenta la necesidad de cada caso en particular, decide la contratación de servicios especializados de empresas, tales como servicios de asistencia técnica, optimización de procesos, asistencia en gestión de proyectos, etcétera. Dicha contratación además se manifiesta mediante el ejercicio de la delegación (permanente) que ejercen los apoderados de la empresa, la cual consta en el Regimen General de Poderes de la Sociedad, aprobado mediante Sesión de Directorio de fecha 11 de noviembre del 2008, el cual ha sido y será modificado sucesivamente por dicho órgano societario.

() NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON LAS REFERIDAS POLÍTICAS

b. Indique si las políticas descritas en la pregunta anterior se encuentran reguladas en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) NO SE ENCUENTRAN REGULADAS

c. Indique la lista de asesores especializados del Directorio que han prestado servicios para la toma de decisiones de la EMPRESA durante el ejercicio materia del presente informe.

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
22. Principio (V.H.1). - Los nuevos directores deben ser instruidos sobre sus facultades y responsabilidades, así como sobre las características y estructura organizativa de la sociedad.			X		

a. En caso la EMPRESA cuente con programas de inducción para los nuevos directores, indique si dichos programas se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) LOS PROGRAMAS DE INDUCCIÓN NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

() NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON LOS REFERIDOS PROGRAMAS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
23. Principio V.H.3). - Se debe establecer los procedimientos que el Directorio sigue en la elección de uno o más reemplazantes, si no hubiera directores suplentes y se produjese la vacancia de uno o más directores, a fin de completar su número por el período que aún resta, cuando no exista disposición de un tratamiento distinto en el estatuto.					X

a. ¿Durante el ejercicio materia del presente informe se produjo la vacancia de uno o más directores?

(X) SÍ () NO

b. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea afirmativa, de acuerdo con el segundo párrafo del artículo 157 de la Ley General de Sociedades, indique lo siguiente:

	Sí	No
¿El Directorio eligió al reemplazante?	(X)	()
De ser el caso, señale el tiempo promedio de demora en designar al nuevo director (en días calendario)	0	

c. Indique los procedimientos preestablecidos para elegir al reemplazante de directores vacantes.

Se sigue el procedimiento establecido en la Ley General de Sociedades y en el artículo 33 del Estatuto de la empresa.

() NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON PROCEDIMIENTOS

d. Indique si los procedimientos descritos en la pregunta anterior se encuentran contenidos en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
(X)	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

() NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
24. Principio (V.I, primer párrafo). - Las funciones del Presidente del Directorio, Presidente Ejecutivo, de ser el caso, así como del Gerente General deben estar claramente delimitadas en el estatuto o en el reglamento interno de la sociedad con el fin de evitar duplicidad de funciones y posibles conflictos.					X
25. Principio (V.I, segundo párrafo). - La estructura orgánica de la sociedad debe evitar la concentración de funciones, atribuciones y responsabilidades en las personas del Presidente del Directorio, del Presidente Ejecutivo de ser el caso, del Gerente General y de otros funcionarios con cargos gerenciales.					X

a. En caso alguna de las respuestas a la pregunta anterior sea afirmativa, indique si las responsabilidades del Presidente del Directorio, del Presidente Ejecutivo, de ser el caso, del Gerente General y de otros funcionarios con cargos gerenciales se encuentran contenidas en algún (os) documento (s) de la EMPRESA.

Responsabilidades de:	Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*	No están reguladas	No aplica**
Presidente de Directorio	(X)	()	()	()		()	()
Presidente Ejecutivo	()	()	()	()		()	(X)
Gerente General	(X)	()	()	()		()	()
Plana Gerencial	()	()	()	(X)	Perfiles de puestos internos	()	()

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

**En la EMPRESA las funciones y responsabilidades del funcionario indicado no están definidas.

Principio	Cumplimiento				
	0	1	2	3	4
26. Principio V.I.5).- Es recomendable que la Gerencia reciba, al menos, parte de su retribución en función a los resultados de la empresa, de manera que se asegure el cumplimiento de su objetivo de maximizar el valor de la empresa a favor de los accionistas.					(X)

a. Respecto de la política de bonificación para la plana gerencial, indique la(s) forma(s) en que se da dicha bonificación.

- () ENTREGA DE ACCIONES
 () ENTREGA DE OPCIONES
 (X) ENTREGA DE DINERO
 () OTROS. Detalle
 () NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON PROGRAMAS DE BONIFICACIÓN PARA LA PLANA GERENCIAL

b. Indique si la retribución (sin considerar bonificaciones) que percibe el gerente general y plana gerencial es:

	Remuneración fija	Remuneración variable	Retribución (%)*
Gerente General	(X)	(X)	0.0350%
Plana Gerencial	(X)	(X)	0.3192%

* Indicar el porcentaje que representa el monto total de las retribuciones anuales de los miembros de la plana gerencial y el Gerente General, respecto del nivel de ingresos brutos, según los estados financieros de la EMPRESA.

c. Indique si la EMPRESA tiene establecidos algún tipo de garantías o similar en caso de despidos del gerente general y/o plana gerencial.

() SÍ (X) NO

2. Sección segunda: Información adicional

DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

a. Indique los medios utilizados para comunicar a los nuevos accionistas sus derechos y la manera en que pueden ejercerlos.

- ☐ CORREO ELECTRÓNICO
- ☐ DIRECTAMENTE EN LA EMPRESA
- ☐ VÍA TELEFÓNICA
- ☐ PÁGINA DE INTERNET
- ☐ CORREO POSTAL
- ☐ OTROS. Detalle
- ☒ NO APLICA. NO SE COMUNICAN A LOS NUEVOS ACCIONISTAS SUS DERECHOS NI LA MANERA DE EJERCERLOS

b. Indique si los accionistas tienen a su disposición durante la Junta los puntos a tratar de la agenda y los documentos que lo sustentan, en medio físico.

☒ SÍ ☐ NO

c. Indique qué persona u órgano de la EMPRESA se encarga de realizar el seguimiento de los acuerdos adoptados en las Juntas de Accionistas. En caso sea una persona la encargada, incluir adicionalmente su cargo y área en la que labora.

Área encargada		
Gerencia Legal		
Persona encargada		
Nombres y apellidos	Cargo	Área
Axel Van Hoof	Gerente legal de EnerSur S.A. y secretario del Directorio designado por el Directorio en la sesión de fecha 5 de junio del 2012	Legal

d. Indique si la información referida a las tenencias de los accionistas de la EMPRESA se encuentra en:

- ☐ LA EMPRESA
- ☒ UNA INSTITUCIÓN DE COMPENSACIÓN Y LIQUIDACIÓN

e. Indique con qué regularidad la EMPRESA actualiza los datos referidos a los accionistas que figuran en su matrícula de acciones.

Periodicidad	Información sujeta a actualización		
	Domicilio	Correo electrónico	Teléfono
Menor a mensual	()	()	()
Mensual	()	()	()
Trimestral	()	()	()
Anual	()	()	()
Mayor a anual	()	()	()

(X) OTROS, especifique: Las acciones se encuentran representadas mediante anotaciones en cuenta.

f. Indique la política de dividendos de la EMPRESA aplicable al ejercicio materia del presente informe.

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

g. Indique, de ser el caso, los dividendos en efectivo y en acciones distribuidos por la EMPRESA en el ejercicio materia del presente informe y en el ejercicio anterior.

Fecha de entrega	Dividendo por acción	
	En efectivo	En acciones
Clase de acción: Comunes		
Ejercicio N -1: 06/03/2012	12'325,937.85	
Ejercicio N -1: 13/11/2012	15'553,130.98	
Ejercicio N: 12/03/2013	14'636,130.91	
Ejercicio N: 12/11/2013	18'157,559.20	
Clase de acción:		
Ejercicio N-1	Comunes	
Ejercicio N	Comunes	
Acciones de inversión		
Ejercicio N-1		
Ejercicio N		

DIRECTORIO

h. Respecto de las sesiones del Directorio de la EMPRESA desarrolladas durante el ejercicio materia del presente informe, indique la siguiente información:

Número de sesiones realizadas:	11
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	3

i. Indique los tipos de bonificaciones que recibe el Directorio por cumplimiento de metas en la EMPRESA.

(X) NO APLICA. LA EMPRESA NO CUENTA CON PROGRAMAS DE BONIFICACIÓN PARA DIRECTORES

j. Indique si los tipos de bonificaciones descritos en la pregunta anterior se encuentran regulados en algún (os) documento (s) de la empresa.

Estatuto	Reglamento interno	Manual	Otros	Denominación del documento*
()	()	()	()	

*Indicar la denominación del documento, salvo en el caso de los Estatutos de la EMPRESA.

(X) NO SE ENCUENTRAN REGULADOS

k. Indique el porcentaje que representa el monto total de las retribuciones anuales de los directores, respecto al nivel de ingresos brutos, según los estados financieros de la EMPRESA.

	Retribuciones totales (%)
Directores independientes	0.0107%
Directores dependientes	

l. Indique si en la discusión del Directorio respecto del desempeño de la gerencia, esta se realizó sin la presencia del Gerente General.

() SÍ (X) NO

ACCIONISTAS Y TENENCIAS

m. Indique el número de accionistas con derecho a voto, de accionistas sin derecho a voto (de ser el caso) y de tenedores de acciones de inversión (de ser el caso) de la EMPRESA al cierre del ejercicio materia del presente informe.

Clase de acción (incluidas las de inversión)	Número de tenedores (al cierre del ejercicio)
Acciones con derecho a voto	224'297,295
Acciones sin derecho a voto	
Acciones de inversión	
Total	224'297,295

n. Indique la siguiente información respecto de los accionistas y tenedores de acciones de inversión con una participación mayor al 5% al cierre del ejercicio materia del presente informe.

Clase de acción: Comunes

Nombres y apellidos	Número de acciones	Participación (%)	Nacionalidad
International Power S.A.	138,553,054	61,772%	Belga
In-Fondo 2	17,157,047	7,654%	Peruana
Rímac-Internacional Cia. de Seguros y Reaseguros	11,466,698	5,112%	Peruana

Clase de acción:

Nombres y apellidos	Número de acciones	Participación (%)	Nacionalidad

Acciones de Inversión

Nombres y apellidos	Número de acciones	Participación (%)	Nacionalidad

o. Indique si la empresa tiene algún reglamento interno de conducta o similar referida a criterios éticos y de responsabilidad profesional.

☒ SÍ () NO

En caso su respuesta sea positiva, indique la denominación exacta del documento:

Código de ética GDF SUEZ; Normas internas de conducta; Reglamento interno de trabajo y cartilla de identidad corporativa (incluye misión, visión y valores de la empresa); Carta de ética International Power GDF SUEZ.

p. ¿Existe un registro de casos de incumplimiento al reglamento a que se refiere la pregunta a) anterior?

() SÍ ☒ NO

q. En caso la respuesta a la pregunta anterior sea positiva, indique quién es la persona u órgano de la empresa encargada de llevar dicho registro.

Área encargada		
Persona encargada		
Nombres y apellidos	Cargo	Área

r. Para todos los documentos (Estatuto, reglamento interno, manual u otros documentos) mencionados en el presente informe, indique la siguiente información:

Denominación del documento	Órgano de aprobación	Fecha de aprobación	Fecha de última modificación
Regimen General de Poderes EnerSur	Directorio	11/11/2008	25/02/2013
Sistema integrado de mejora de procesos:			
•P0105 - Punto único de contacto	Comité de Gerentes	01/07/2008	15/07/2013
•P0401- Selección de personal	Gerencia de Capital Humano	01/06/2012	01/06/2013
•P0203- Identificación de peligros y evaluación de riesgos	Gerencia de Operaciones	30/06/2012	12/12/2013
•P0201 - Identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales	Gerencia de Operaciones	30/06/2012	11/07/2013
Reglamento interno de trabajo	Gerente General	01/09/2008	01/09/2008
IPR Ethics Charter	International Power GDF SUEZ	15/11/2011	18/10/2012
Cartilla de Identidad Corporativa	Gerente General	26/02/2008	15/11/2013
Perfiles de puestos EnerSur	Plana Gerencial	Actualización periódica	Actualización periódica
IPGSLA Internal Control Policy	International Power GDF SUEZ	05/09/2012	05/09/2012



Memoria Anual 2013

Publicada por
EnerSur
Gerencia de Asuntos
Corporativos

Editada y diseñada por
Idea
en base a las guías
visuales de EnerSur y
GDF SUEZ

Impresa por
Gráfica Biblos
Jr. Morococha 152
Surquillo